

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DIOGO DE OLIVEIRA FIALHO PEREIRA

**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE
SISTEMAS DE GERAÇÃO EÓLICA
COM AEROGERADORES DE
INDUÇÃO COM ROTOR DE
GAIOLA**

Porto Alegre
2007

DIOGO DE OLIVEIRA FIALHO PEREIRA

**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE
SISTEMAS DE GERAÇÃO EÓLICA
COM AEROGERADORES DE
INDUÇÃO COM ROTOR DE
GAIOLA**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.
Área de concentração: Automação e Instrumentação Eletro-Eletrônica

ORIENTADOR: Prof. Dr. Romeu Reginatto

Porto Alegre
2007

DIOGO DE OLIVEIRA FIALHO PEREIRA

**ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE
SISTEMAS DE GERAÇÃO EÓLICA
COM AEROGERADORES DE
INDUÇÃO COM ROTOR DE
GAIOLA**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____
Prof. Dr. Romeu Reginatto, UFRGS
Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Alexandre Sanfelice Bazanella, UFRGS
Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina - Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas, UFRGS
Doutor pela Virginia Polytechnic Institute and State University - Blacksburg, EUA

Prof. Dr. Gládis Bordin Schuch, UFRGS
Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina - Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho, UNICAMP
Doutor pela Universidade Estadual de Campinas - Campinas, Brasil

Coordenador do PPGEE: _____
Prof. Dr. Marcelo Soares Lubaszewski

Porto Alegre, setembro de 2007.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus familiares, amigos e colegas.

AGRADECIMENTOS

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa.

Aos colegas do PPGEE pelo seu auxílio nas tarefas desenvolvidas durante o curso e apoio na revisão deste trabalho.

À CAPES pela provisão da bolsa de mestrado.

RESUMO

Dentre as fontes de energia renováveis utilizadas para geração de energia elétrica a que mais se destaca atualmente é a energia eólica. O crescente índice de penetração da geração eólica na matriz energética dos sistemas de potência impõe a necessidade da revisão de conceitos anteriormente estabelecidos sobre a estabilidade de sistemas de potência, uma vez que ainda não é perfeitamente compreendida a influência de uma maior integração deste recurso no comportamento dos sistemas de potência. Este trabalho tem como foco o estudo da estabilidade de sistemas com aerogeradores de velocidade fixa equipados com geradores de indução de rotor em gaiola. É estudada a estabilidade angular de um sistema de geração eólica equipado com aerogeradores desta natureza. O problema da estabilidade foi decomposto em três partes: estabilidade estática, estabilidade dinâmica e estabilidade transitória. São definidos os modelos dos componentes do aerogerador para cada um dos estudos realizados. A topologia adotada é a Máquina Barramento Infinito (MBI), na qual o restante do sistema de potência é representado pelo seu equivalente de Thévenin. Esta topologia típica de análise de estabilidade de sistemas de potência é adotada por permitir a obtenção de resultados analíticos para as análises estática e dinâmica. A análise transitória se dá através de simulações computacionais. A fim de manter um caráter mais geral para os resultados as simulações são realizadas com três aerogeradores de características distintas. Os resultados obtidos permitem uma melhor compreensão da influência sobre a estabilidade do sistema de geração eólica dos parâmetros de rede do sistema de potência como: potência de curto-circuito do ponto de conexão comum com o sistema de potência, relação X/R da linha de transmissão e do capacitor de compensação de fator de potência.

Palavras-chave: Estabilidade de Sistemas de Potência, Gerador de Indução de Rotor em Gaiola, Geração Eólica.

ABSTRACT

Among the renewable energy sources used to generate electric power one of the most important at this time is the wind power. The growing penetration index of wind power in the power systems energetic matrix leads to the necessity of a reevaluation of the concepts previously established about the stability of power systems, since the influence of a major integration of this resource in the behavior of power systems is not perfectly understood. This work focuses on the stability study of wind power systems equipped with fixed-speed squirrel-cage induction generators. The angular stability of a wind generation system equipped with wind generators of this nature is studied. The stability problem was decomposed in three parts: static stability, dynamic stability and transient stability. The models of the components of the wind generator are defined for each of the studies. The considered topology was an Induction Generator Infinite Bus System (IGIBS), where the rest of the power system is represented by its Thévenin equivalent. This is a typical topology in power systems stability analysis and is adopted in this work aiming at obtaining analytical and general stability results. The transient analysis is performed by computer simulations. In order to provide more generality to the stability results, all simulations are conducted with three wind generators with distinct characteristics. The obtained results allow a better comprehension about the influence, on the stability of wind power systems, of power system network parameters as: short-circuit capacity of the common connection point with the power system, the X/R relation of the transmission line and the power factor compensation capacitor.

Keywords: Power System Stability, Squirrel-cage Induction Generator, Wind Power Generation..

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES	9
LISTA DE TABELAS	11
LISTA DE ABREVIATURAS	12
LISTA DE SÍMBOLOS	13
1 INTRODUÇÃO	15
1.1 Tipos de aerogeradores	15
1.1.1 Aerogeradores de Velocidade Variável	16
1.1.2 Aerogeradores de Velocidade Fixa	16
1.2 Estabilidade de sistemas de geração eólica	17
1.3 Topologia Máquina Barramento Infinito	17
1.4 Objetivos da dissertação	18
1.5 Estrutura da dissertação	18
2 MODELAGEM	20
2.1 Introdução	20
2.2 Modelo elétrico da máquina assíncrona	20
2.2.1 Modelo dinâmico da máquina assíncrona	21
2.2.2 Modelo em regime permanente do Gerador de Indução com rotor em gaiola	23
2.3 Modelo simplificado do Gerador de Indução para estudos de sistemas de potência	25
2.4 Modelagem do sistema mecânico	26
2.5 Modelo Aerodinâmico da Turbina	28
2.6 Modelo do sistema Máquina Barramento Infinito	30
2.6.1 Modelo em espaço de estados	31
2.7 Conclusão	32
3 ANÁLISE DA ESTABILIDADE ESTÁTICA	33
3.1 Introdução	33
3.2 Determinação dos pontos de equilíbrio do sistema MBI	33
3.3 Limite de estabilidade estática	35
3.4 Sistemas com alta relação X/R	37
3.4.1 Sem capacitor de compensação de energia reativa	37
3.4.2 Com capacitor de compensação de energia reativa	40

3.5	Sistemas com relação X/R intermediária	42
3.5.1	Influência da potência de curto-circuito	42
3.5.2	Influência da relação X/R da linha	46
3.5.3	Influência da capacitância de compensação de energia reativa	48
3.6	Conclusões	50
4	ANÁLISE DA ESTABILIDADE DINÂMICA	54
4.1	Introdução	54
4.2	Condições para a estabilidade do sistema MBI	55
4.2.1	Condição para a existência de autovalores nulos	55
4.2.2	Condição geral de estabilidade dinâmica	57
4.3	Influência na estabilidade dinâmica da S_{cc}	60
4.4	Influência na estabilidade dinâmica da relação X/R	61
4.5	Influência na estabilidade dinâmica da capacitância de correção de fator de potência	67
4.6	Conclusões	67
5	ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	71
5.1	Introdução	71
5.2	Metodologia para análise de estabilidade transitória	72
5.2.1	Análises preliminares	72
5.2.2	Modelo do aerogerador para análises transitórias	73
5.2.3	Metodologia adotada	75
5.3	Influência da potência de curto-circuito no TCF	75
5.4	Influência da relação X/R da linha no TCF	79
5.5	Influência da capacitância de correção de fator de potência no TCF	81
5.6	Conclusões	82
6	CONCLUSÕES FINAIS	83
6.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	85
	REFERÊNCIAS	87
	APÊNDICE A DADOS DOS AEROGERADORES UTILIZADOS	92
	APÊNDICE B DADOS DA TURBINA UTILIZADA	94
	APÊNDICE C SIMPLIFICAÇÕES DE PARÂMETROS	95
C.1	Simplificação do termo $K_5K_3 - K_6K_4$	95
C.2	Simplificação do termo $K_7(K_4^2 + K_3^2) + K_2(K_5K_4 + K_6K_3)$	95
C.2.1	Simplificação do termo $K_7(K_4^2 + K_3^2)$	95
C.2.2	Simplificação do termo $K_2(K_5K_4 + K_6K_3)$	96

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1:	Referencial do sistema de coordenadas dq	23
Figura 2:	Circuito equivalente do gerador assíncrono trifásico para um referencial arbitrário.	24
Figura 3:	Circuito do gerador de indução de rotor em gaiola em regime permanente.	25
Figura 4:	Circuito equivalente do modelo simplificado do gerador de indução de rotor em gaiola.	26
Figura 5:	Sistema mecânico de duas massas. H_t é a inércia equivalente dos elementos agregados da turbina e H_g a inércia do gerador.	28
Figura 6:	Sistema MBI.	31
Figura 7:	Pontos de equilíbrio.	35
Figura 8:	Influência no escorregamento do LEE da reatância de linha para a máquina 1.	39
Figura 9:	Influência no LEE da reatância de linha para a máquina 1.	40
Figura 10:	Comportamento do LEE em função da reatância de linha.	41
Figura 11:	Influência no LEE da capacitância de compensação de energia reativa para a máquina 1 com $S_{cc} = 12,5$	42
Figura 12:	Influência no escorregamento de LEE da capacitância de compensação de energia reativa para a máquina 1.	43
Figura 13:	Influência na curva de torque do módulo da impedância de linha para a máquina 1.	44
Figura 14:	Influência na curva de torque da potência de curto-circuito para a máquina 2.	44
Figura 15:	Influência na curva de torque da potência de curto-circuito para a máquina 3.	45
Figura 16:	Efeito da impedância de linha no LEE da máquina 1.	45
Figura 17:	Efeito da relação X/R da impedância de linha na curva de torque da máquina 1.	46
Figura 18:	Efeito da relação X/R da impedância de linha na curva de torque da máquina 2.	47
Figura 19:	Efeito da relação X/R da impedância de linha na curva de torque da máquina 3.	47
Figura 20:	Efeito da relação X/R da impedância de linha no torque máximo da máquina 1.	48
Figura 21:	Efeito da relação X/R da impedância de linha no torque máximo da máquina 1 com escala logarítmica.	49

Figura 22:	Efeito da relação X/R da impedância de linha no torque máximo da máquina 1.	49
Figura 23:	Efeito da capacitância na curva de torque com a máquina 1.	50
Figura 24:	Efeito da capacitância na curva de torque com a máquina 2.	51
Figura 25:	Efeito da capacitância na curva de torque com a máquina 3.	51
Figura 26:	Curva $P \times V$ da máquina 1.	52
Figura 27:	Regiões de estabilidade dinâmica.	60
Figura 28:	Localização dos autovalores da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes potências de curto-circuito.	62
Figura 29:	Parte real dos autovalores da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes potências de curto-circuito.	62
Figura 30:	Amortecimento dos autovalores complexos da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes potências de curto-circuito.	63
Figura 31:	Resposta do torque eletromagnético a um degrau de torque mecânico para $S_{cc} = 500$	63
Figura 32:	Resposta do torque eletromagnético a um degrau de torque mecânico para $S_{cc} = 12,5$	64
Figura 33:	Resposta do torque eletromagnético a um degrau de torque mecânico para $S_{cc} = 5$	64
Figura 34:	Resposta do torque eletromagnético a um degrau de torque mecânico para diferentes potências de curto-circuito.	65
Figura 35:	Localização dos autovalores da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes relações X/R	65
Figura 36:	Parte real dos autovalores da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes relações X/R	66
Figura 37:	Amortecimento dos autovalores complexos da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes relações X/R	67
Figura 38:	Localização dos autovalores da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes capacitâncias de compensação de fator de potência.	68
Figura 39:	Parte real dos autovalores da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes capacitâncias de compensação de fator de potência.	68
Figura 40:	Amortecimento dos autovalores complexos da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes capacitâncias de compensação de fator de potência.	69
Figura 41:	Perfis de torque do gerador e da turbina.	78
Figura 42:	Efeito da variação da S_{cc} no TCF para a máquina 1.	78
Figura 43:	Resposta temporal da velocidade de rotor para uma falta de $100ms$	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1:	TCF em ms em função do tipo de falta.	72
Tabela 2:	TCF em ms em função da potência útil despachada pelo aerogerador.	73
Tabela 3:	TCF em ms em função do modelo mecânico utilizado.	73
Tabela 4:	TCF em ms em função da frequência natural de oscilação para diferentes S_{cc}	74
Tabela 5:	TCF em ms em função da frequência natural de oscilação para diferentes relações X/R	74
Tabela 6:	TCF em ms em função da frequência natural de oscilação para diferentes compensações de fatores de potência.	75
Tabela 7:	Influência da S_{cc} no TCF para a máquina 1.	76
Tabela 8:	Influência da S_{cc} no TCF para a máquina 2.	76
Tabela 9:	Influência da S_{cc} no TCF para a máquina 3.	76
Tabela 10:	Influência da relação X/R no TCF para a máquina 1.	79
Tabela 11:	Influência da relação X/R no TCF para a máquina 2.	79
Tabela 12:	Influência da relação X/R no TCF para a máquina 3.	80
Tabela 13:	Influência da X_c no TCF para a máquina 1.	81
Tabela 14:	Influência da X_c no TCF para a máquina 2.	81
Tabela 15:	Influência da X_c no TCF para a máquina 3.	82

LISTA DE ABREVIATURAS

MBI	Máquina Barramento Infinito
DFIG	<i>Double Fed Induction Generator</i>
<i>pu</i>	por unidade (relativo ao sistema por unidade)
TCF	Tempo Crítico de Falta
MPT	<i>Maximum Power Tracking</i>
<i>LEE</i>	Limite de Estabilidade Estática
<i>MEE</i>	Margem de Estabilidade Estática

LISTA DE SÍMBOLOS

n_s	Velocidade do campo magnético em <i>rpm</i>
f_s	Frequência elétrica da rede
p	Pares de pólos da máquina
f_r	Frequência elétrica do rotor
s	Escorregamento
n_r	Velocidade do rotor em <i>rpm</i>
d	Subíndice de variável de eixo direto
q	Subíndice de variável de quadratura
V_{ds}	Tensão de estator de eixo direto
V_{qs}	Tensão de estator de quadratura
V_{dr}	Tensão de rotor de eixo direto
V_{qr}	Tensão de rotor de quadratura
I_{ds}	Corrente de estator de eixo direto
I_{qs}	Corrente de estator de quadratura
I_{dr}	Corrente de rotor de eixo direto
I_{qr}	Corrente de rotor de quadratura
Ψ_{ds}	Fluxo magnético de estator de eixo direto
Ψ_{qs}	Fluxo magnético de estator de quadratura
Ψ_{dr}	Fluxo magnético de rotor de eixo direto
Ψ_{qr}	Fluxo magnético de rotor de quadratura
R_s	Resistência de estator
R_r	Resistência de rotor
X_m	Reatância de magnetização
X_{ls}	Reatância de dispersão do estator
X_{lr}	Reatância de dispersão do rotor
X_s	Reatância de estator $X_s = X_m + X_{ls}$

X_r	Reatância de rotor $X_r = X_m + X_{lr}$
ω_e	Frequência de estator em pu
ω_b	Frequência base em rad/s
ω_s	Frequência síncrona em rad/s
ω_r	Velocidade do rotor em pu
H_g	Inércia do rotor do gerador em s
T_{mg}	Torque mecânico aplicado ao gerador em pu
T_e	Torque eletromagnético em pu
E_d	Tensão interna de eixo direto $E_d = \omega_s \frac{X_m}{X_r} \Psi_{qr}$
E_q	Tensão interna de quadratura $E_q = -\omega_s \frac{X_m}{X_r} \Psi_{dr}$
T_0	Constante de tempo rotórica $T_0 = \frac{X_r}{R_r \omega_b}$
X'	Reatância interna $X' = X_s - \frac{X_m^2}{X_r}$
j	Operador imaginário $\sqrt{-1}$
\vec{Z}_s	Impedância de estator $\vec{Z}_s = R_s + jX'$
\vec{Z}_l	Impedância de linha $\vec{Z}_l = R_l + jX_l$
\vec{Z}_c	Impedância de correção de fator de potência $\vec{Z}_c = -jX_c$
\vec{E}	Tensão interna do gerador de indução $\vec{E} = E_d + jE_q$
\vec{I}_s	Corrente de estator $\vec{I}_s = I_{ds} + jI_{qs}$
\vec{V}_s	Tensão de estator $\vec{V}_s = V_{ds} + jV_{qs}$
\vec{V}_∞	Tensão de barramento $\vec{V}_\infty = V_d + jV_q$

1 INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica utilizando como fonte primária a energia cinética disponível nos ventos, denominada geração eólica, cresce de maneira consistente nos últimos anos. Alguns dos principais fatores que colaboram para este crescimento são a consciência ecológica, a necessidade de diversificação da matriz energética e os avanços tecnológicos que possibilitaram um aumento da eficiência destes sistemas.

A geração eólica é uma fonte de energia abundante e renovável que apresenta baixos impactos ambientais quando comparada com as fontes tradicionais de energia e não apresenta emissões de gases de dióxido de carbono.

No entanto apesar do crescente número de parques eólicos ao redor do mundo ainda não são bem caracterizados os impactos decorrentes desta nova configuração de geração.

Problemas de ordem técnica, regulatória, financeira, de proteção e de estabilidade derivados do aumento da participação da geração eólica de energia elétrica nos sistemas de potência recebem cada vez mais atenção de pesquisadores da área.

Tópicos relacionados às características intrínsecas da geração eólica, como por exemplo: intermitência, a indisponibilidade de reserva do recurso energético e as flutuações na potência despachada são tema de análise com o intuito de minimizar seus efeitos.

Outras questões focadas com relação à geração eólica são a controlabilidade e a despachabilidade de sistemas equipados com aerogeradores. Topologias híbridas de geração são propostas a fim de aumentar a qualidade da energia fornecida.

Na parte de modelagem de sistemas de geração eólica um dos temas que recebe destaque é o da modelagem de parques eólicos. Com base nos dados dos aerogeradores presentes no parque eólico são gerados modelos simplificados que permitam analisar diferentes aspectos da inserção da geração eólica (POLLER; ACHILLES, 2003; LALOR; MULLANE, 2005; SLOOTWEG et al., 2003; MALINGA; SNECKENBERGER; FELIACHI, 2003; TAPIA et al., 2003).

1.1 Tipos de aerogeradores

Aerogeradores são dispositivos que convertem energia eólica em energia elétrica. São compostos de uma turbina e de um gerador elétrico. Quando há diferença na velocidade de rotação entre o eixo do rotor da turbina e o eixo do rotor do gerador é utilizada uma caixa de engrenagens para realizar a conexão com a adequada relação de transformação. Dentre os variados modelos existentes de turbinas a mais comum em sistemas comerciais é a de eixo horizontal e três pás (TARNOWSKI, 2006).

De maneira geral os aerogeradores podem ser classificados em duas principais

categorias: topologias de velocidade variável e topologias de velocidade fixa.

1.1.1 Aerogeradores de Velocidade Variável

As topologias de velocidade variável incluem os geradores de indução de dupla excitação (DFIG)¹ que consistem de geradores assíncronos de rotor bobinado. O estator do gerador é conectado diretamente a rede elétrica enquanto que o rotor do gerador é conectado a rede elétrica por um conversor de potência bidirecional. O conversor opera em qualquer dos quatro quadrantes, ou seja, os fluxos de potência ativa e reativa podem se dar em ambos os sentidos. A variação da frequência de excitação do rotor permite ao DFIG alterar sua velocidade de rotação mesmo para um frequência de estator fixa. A velocidade de rotação está relacionada às frequências de estator e de rotor por:

$$f_s - f_r = pf_m$$

onde f_s é frequência da tensão do estator, f_r é a frequência da tensão de rotor, p são os pares de pólos da máquina e f_m a frequência de rotação mecânica.

A capacidade de variação da velocidade do DFIG está relacionada a potência do conversor utilizado para a excitação do rotor do gerador. Como os conversores de sistemas DFIG tem potência inferior a do próprio gerador, em torno de 25% da potência nominal, a variação da velocidade é limitada, usualmente em cerca de 30% (TARNOWSKI, 2006).

Outra topologia de velocidade variável são os geradores síncronos multipólos. As máquinas elétricas são geradores síncronos conectados a rede elétrica através de um inversor de frequência. Devido ao elevado número de pólos a velocidade de rotação do rotor do gerador é mais baixa e o eixo do rotor do gerador é ligado diretamente ao eixo do rotor da turbina sem a necessidade de caixas de engrenagens.

Em função da capacidade de variar a velocidade de rotação as máquinas de velocidade variável são mais eficientes na conversão de potência eólica em potência elétrica². Em comparação com a topologia de velocidade variável equipada com o gerador síncrono, o DFIG tem a vantagem de ter menores perdas nos conversores uma vez que estes possuem uma apenas uma fração da potência nominal do gerador, ao contrário do gerador síncrono na qual o inversor de frequência deve ter a mesma potência do aerogerador.

1.1.2 Aerogeradores de Velocidade Fixa

As topologias de velocidade fixa são compostas por geradores assíncronos com os terminais do estator ligados diretamente a rede elétrica. A velocidade de rotação fica então determinada pela frequência da tensão de rede e pelo escorregamento do gerador. Como em geradores assíncronos o escorregamento tende a ser baixo a velocidade é praticamente fixa. Variações da topologia consistem no uso de geradores assíncronos de rotor bobinado com bancos de resistores eletronicamente chaveados ligados ao rotor. Esse dispositivo tem por finalidade controlar a velocidade de rotação do rotor do gerador principalmente na ocorrência de faltas. Como o gerador de indução não possui excitação consome energia reativa da rede para se magnetizar. Para melhora do fator de potência da unidade sistemas desta natureza adiciona-se

¹É utilizada a notação DFIG do inglês doubly-fed induction generator

²Essa questão será melhor analisada no próximo capítulo.

comumente sistemas de compensação de energia reativa. Bancos de capacitores chaveados e dispositivos dinâmicos como *static var compensator* (SVC) e *Distribution Static Synchronous Compensator* (DSTATCOM) são utilizados para essa finalidade ligados nos terminais do estator do gerador. Em comparação com topologias de velocidade variável os sistemas de velocidade fixa tendem a ser mais baratos e de manutenção mais simples, em razão da ausência dos inversores e de escovas quando utilizando geradores de indução de rotor em gaiola.

Trabalhos relacionados a modelagem de aerogeradores podem ser encontrados em (RAMTHARAN; JENKINS; ANAYA-LARA, 2007; JABR; KAR, 2005; EKANAYAKE; JENKINS, 2004; LI; CHEN, 2004).

Comparações existentes entre modelos completos e modelos simplificados de geradores de indução a fim de definir as condições de aplicação de cada um dos modelos são realizadas em (CARATOZZOLO et al., 2000; EKANAYAKE et al., 2003; LEDESMA; USAOLA, 2004; HOLDSWORTH; JENKINS; STRBAC, 2001).

1.2 Estabilidade de sistemas de geração eólica

Trabalhos comparativos entre as diferentes topologias de geração eólica (KAZACHKOV; FELTES; ZAVADIL, 2003; BOUKHEZZAR; SIGUERDIDJANE, 2005; SØRENSEN et al., 2001; SHEN; LOW; OOI, 2004; MULLANE; O'MALLEY, 2005; RAN; BUMBY; TAVNER, 2004) têm mostrado a maior robustez de sistemas de geração de velocidade variável em relação aos sistemas de geração de velocidade fixa em relação à estabilidade frente a pequenas e grandes perturbações.

A inserção de geradores de indução, típica de sistemas com geração eólica, é estudada em (WALMIR FREITAS et al., 2005) em um ambiente de geração distribuída. Destaca-se a aplicação de geradores de indução de rotor em gaiola para sistemas com restrições a corrente de curto-circuito.

Majoritariamente as análises são realizadas através de simulações, sendo que apenas nos casos estático e dinâmico para geradores de velocidade fixa são encontradas referências com análises algébricas dos problemas de estabilidade (KAVASSERI, 2003; AKHMATOV, 2003).

1.3 Topologia Máquina Barramento Infinito

Apesar do crescente número de trabalhos dedicados a avaliar a influência na estabilidade de sistemas de potência da inserção em altos percentuais de geração eólica ainda não existe consenso em relação à topologia a ser adotada para a análise.

Em muitos casos são realizados estudos baseados em sistemas reais e que apresentam interesse de implementação de parques eólicos (SERENO; CORREA; SANTOS, 2006; NETO; NEVES; CAVALCANTI, 2006; ANAYA-LARA; JENKINS; STRBAC, 2006; HANSEN et al., 2001). Também são utilizadas topologias testes de sistemas de potência difundidas (CAMARGO SALLES, 2004; NUNES et al., 2004; SLOOTWEG; KLING, 2002).

Também é corrente o uso de uma topologia na qual o sistema de potência é substituído pelo seu equivalente de Thévenin (HOLDSWORTH et al., 2003a). Abordagem semelhante é adotada nesta dissertação, ao menos no que se refere ao modelo equivalente do sistema de potência.

A topologia utilizada nesta dissertação para estudar a estabilidade de parques

eólicos é o sistema Máquina Barramento Infinito (MBI). No sistema MBI o sistema elétrico a que a unidade geradora está conectada é substituído por um modelo equivalente composto de uma linha e uma fonte de tensão de módulo e frequência constantes.

O sistema MBI é uma topologia clássica na análise de sistemas de potência (BRE-TAS; ALBERTO, 2000) e é um modelo adequado para estudar a estabilidade local de um gerador por descrever adequadamente as propriedades de estabilidade local associadas as trocas energéticas com o restante do sistema de potência (BAZANELLA, 1997).

Outra vantagem do sistema MBI é a possibilidade de se fazer a interpretação do sistema como um alimentador e considerar fatores práticos para a conexão como a potência de curto-circuito e a relação X/R da linha (ROSAS et al., 2003).

A escolha de uma topologia simples, mas passível de análise de estabilidade, permite também um desenvolvimento teórico analítico mais elaborado a fim de caracterizar de maneira mais formal a influência dos parâmetros na resposta do sistema.

1.4 Objetivos da dissertação

A presente dissertação tem como objetivos:

- Avaliar a questão da estabilidade de sistemas de geração eólica de velocidade fixa equipados com geradores de indução de rotor em gaiola abordando os pontos de vista estático, dinâmico e transitório;
- Obter resultados analíticos e mais gerais que permitam caracterizar as condições de estabilidade de sistemas de geração eólica.
- Avaliar a influência dos parâmetros de rede do sistema na estabilidade da unidade de geração eólica.

1.5 Estrutura da dissertação

Essa dissertação está estruturada da seguinte forma:

- No Capítulo 2 são apresentados os modelos utilizados nas análises desta dissertação. São discutidas a modelagem das partes mecânica e elétrica do aerogerador e a topologia do sistema utilizado na dissertação. Com base nos modelos definidos no Capítulo 2 são realizados os estudos de estabilidade para sistemas de potência com aerogeradores de rotor em gaiola.
- No Capítulo 3 o conceito de estabilidade estática, bem como as definições matemáticas necessárias para tal, são apresentados e definidas condições para a existências de pontos de equilíbrio e a influência dos parâmetros de rede no valor e na existência de tais pontos. São apresentados quando de auxílio na didática das explicações questões relacionadas à natureza operativa do sistema em regime permanente.
- No Capítulo 4 são avaliados e qualificados quanto a estabilidade dinâmica os pontos de equilíbrio definidos no Capítulo 3. A influência dos parâmetros de rede nos autovalores do sistema linearizado nos pontos de equilíbrio e na resposta dinâmica do sistema frente a pequenas variações é estudada.

- No Capítulo 5 em continuidade a análise de estabilidade a pequenas variações realizada no Capítulo 4 é estuda a robustez do sistema frente a perturbações de grande faixa.
- O Capítulo 6 tem por objetivo agrupar todas as pequenas conclusões parciais presentes ao final dos capítulos anteriores e apresentar uma visão geral da questão de estabilidade em sistemas de potência com aerogeradores de indução com rotor em gaiola. Ao início dos Capítulos 3, 4 e 5 são apresentados os conceitos de estabilidade em estudo e os critérios utilizados para avaliar a estabilidade.

2 MODELAGEM

2.1 Introdução

O capítulo de Modelagem tem por objetivo apresentar os modelos matemáticos utilizados nesta dissertação para representar os componentes de um sistema de geração eólica. São introduzidos os modelos que representam o comportamento dos componentes do aerogerador de velocidade fixa.

Modelos representando o sistema elétrico do aerogerador, responsável pela conversão de energia mecânica em energia elétrica, e do sistema mecânico, encarregado de converter a energia cinética do vento em energia mecânica, são desenvolvidos.

Na seção 2.2 são desenvolvidos os modelos elétrico, dinâmico e estático, do gerador de indução partindo do modelo geral para máquinas assíncronas. Na seção 2.3 são apresentadas as simplificações usuais aplicadas ao modelo dinâmico do gerador de indução para estudos em sistemas de potência.

Na seção 2.4 é apresentado o modelo mecânico da turbina do aerogerador, que leva em consideração a interação mecânica entre os eixos da turbina e do gerador. Na seção 2.5 o modelo aerodinâmico da turbina para a eficiência da conversão de energia cinética dos ventos em energia mecânica é discutido. Estes modelos são utilizados na análise de estabilidade transitória realizada no capítulo 5.

Na seção 2.6 é desenvolvido o modelo em variáveis de estados para o sistema MBI equipado com aerogeradores de indução de rotor em gaiola, utilizado nos capítulos 3 e 4, partindo do modelo dinâmico apresentado na seção 2.3 e das relações entre as grandezas elétricas da topologia adotada.

2.2 Modelo elétrico da máquina assíncrona

Esta seção destina-se a apresentação do modelo elétrico do gerador de indução com rotor em gaiola presente no aerogerador. O modelo adotado utiliza as seguintes considerações, típicas da análise das máquinas elétricas de grande porte (KRAUSE; WASYNEZUK; SUDHOFF, 1994):

- Simetria elétrica e espacial entre os enrolamentos de estator e de rotor;
- Distribuição senoidal do campo magnético no entreferro do gerador;
- Circuito magnético linear;
- Perdas magnéticas e mecânicas desprezíveis.

Na máquina assíncrona de rotor em gaiola a corrente de estator cria um campo eletromagnético girante com velocidade síncrona ω_s que induz as correntes nos circuitos de rotor, razão da denominação máquina de indução. A velocidade síncrona do campo girante induzido pelas correntes de estator se relaciona com a frequência da tensão elétrica aplicada ao estator por:

$$\omega_s = 2\pi f_s \quad (1)$$

onde f_s é a frequência elétrica das tensões de estator da máquina em Hz .

O eixo do rotor da máquina assíncrona gira a uma velocidade diferente da velocidade síncrona. A essa diferença de velocidade entre o eixo do rotor da máquina e o fluxo magnético gerado pelas tensões de estator se dá o nome de escorregamento definido por:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (2)$$

onde ω_r é a velocidade de rotação do eixo do rotor em rad/s e ω_s a frequência do campo magnético em rad/s . O escorregamento é uma medida adimensional. Para o modelo adotado no qual as perdas são desprezadas, como já mencionado, na operação sem carga o escorregamento é nulo.

Para operação como gerador a velocidade de rotação do eixo do rotor deve ser superior à velocidade de rotação síncrona do campo eletromagnético, ou seja, o máquina assíncrona de rotor em gaiola opera como gerador com escorregamento negativo. Quanto maior o torque mecânico aplicado ao eixo do rotor, maior a velocidade de rotação do mesmo e, conseqüentemente, maior o módulo do escorregamento.

2.2.1 Modelo dinâmico da máquina assíncrona

O modelo dinâmico do gerador de indução, expresso como conjunto de equações algébrico-diferenciais em função das tensões, correntes e fluxos eletromagnéticos de estator e de rotor, no sistema de coordenadas dq , é apresentado abaixo (KRAUSE; WASYNEZUK; SUDHOFF, 1994; KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994):

$$V_{ds} = -R_s I_{ds} + \omega_e \Psi_{qs} + \frac{1}{\omega_b} \dot{\Psi}_{ds} \quad (3)$$

$$V_{qs} = -R_s I_{qs} - \omega_e \Psi_{ds} + \frac{1}{\omega_b} \dot{\Psi}_{qs} \quad (4)$$

$$V_{dr} = -R_r I_{dr} + (\omega_e - \omega_r) \Psi_{qr} + \frac{1}{\omega_b} \dot{\Psi}_{dr} \quad (5)$$

$$V_{qr} = -R_r I_{qr} - (\omega_e - \omega_r) \Psi_{dr} + \frac{1}{\omega_b} \dot{\Psi}_{qr} \quad (6)$$

$$\dot{\omega}_r = \frac{1}{2H_g} (T_{mg} - T_e) \quad (7)$$

$$T_e = X_m (I_{ds} I_{qr} - I_{qs} I_{dr}) \quad (8)$$

$$\begin{bmatrix} \Psi_{ds} \\ \Psi_{qs} \\ \Psi_{dr} \\ \Psi_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_s & 0 & X_m & 0 \\ 0 & X_s & 0 & X_m \\ X_m & 0 & X_r & 0 \\ 0 & X_m & 0 & X_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \\ I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix} \quad (9)$$

onde:

- R_s → Resistência de estator;
- R_r → Resistência de rotor;
- X_m → Reatância de magnetização;
- X_s → Reatância de estator, $X_s = X_m + X_{ls}$;
- X_r → Reatância de rotor, $X_r = X_m + X_{lr}$;
- X_{ls} → Reatância de dispersão do estator;
- X_{lr} → Reatância de dispersão do rotor;
- T_{mg} → Torque mecânico aplicado ao eixo do rotor;
- T_e → Torque eletromagnético;
- ω_b → frequência base do sistema em rad/s ;
- ω_e → frequência das tensões do estator em pu ;
- ω_s → frequência síncrona em rad/s ;
- V_{ds} → Tensão de eixo direto do estator;
- V_{dr} → Tensão de eixo direto do rotor;
- V_{qs} → Tensão de eixo de quadratura do estator;
- V_{qr} → Tensão de eixo de quadratura do rotor;
- I_{ds} → Corrente de eixo direto do estator;
- I_{dr} → Corrente de eixo direto do rotor;
- I_{qs} → Corrente de eixo de quadratura do estator;
- I_{qr} → Corrente de eixo de quadratura do rotor;
- Ψ_{ds} → Fluxo magnético de eixo direto do estator;
- Ψ_{dr} → Fluxo magnético de eixo direto do rotor;
- Ψ_{qs} → Fluxo magnético de eixo de quadratura do estator;
- Ψ_{qr} → Fluxo magnético de eixo de quadratura do rotor;
- H_g → Momento de inércia do gerador.

O modelo utilizado para representar o comportamento dinâmico da máquina assíncrona está no sistema por unidade (pu), à exceção da inércia do gerador que se encontra em segundos e da frequência síncrona que se encontra em rad/s .

Os valores das reatâncias de magnetização e de dispersão de rotor e da resistência de rotor estão referenciados ao estator da máquina.

As componentes d e q das variáveis elétricas apresentadas estão referenciadas no sistema de coordenadas ortogonal, apresentado na Figura 1, o qual gira na velocidade síncrona. Os eixos A , B e C representam os fasores das tensões de excitação trifásicas do gerador.

O subíndice d indica que a variável é a componente de eixo direto da grandeza, enquanto que o subíndice q indica a componente de eixo de quadratura da variável.

No estudo de sistemas de potência é comum o uso da representação fasorial para as variáveis elétricas da rede, assumindo que estas grandezas são senoidais e contendo apenas a componente fundamental.

Dentro desta consideração as componentes d e q das tensões, correntes e fluxos magnéticos no modelo do gerador de indução com rotor em gaiola (3)-(7) relacionam-se diretamente às partes reais e imaginárias dos fasores correspondentes.

Para uma variável genérica f as componentes se relacionam por $\vec{f} = f_d + jf_q$.

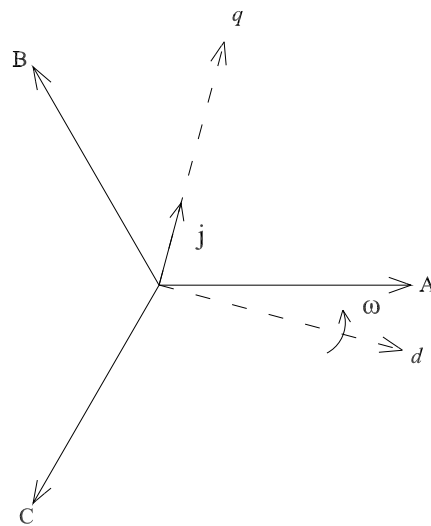


Figura 1: Referencial do sistema de coordenadas dq .

O modelo da máquina assíncrona está no modo gerador, ou seja, fluxo de potência positivo quando saindo dos terminais do estator da máquina. Para a convenção adotada tanto o torque mecânico quanto o eletromagnético são positivos para a máquina operando como gerador.

Na Figura 2 está apresentado o circuito equivalente do modelo elétrico do gerador assíncrono trifásico após a transformação de eixos para as componentes d e q (KRAUSE; WASYNEZUK; SUDHOFF, 1994).

As máquinas com rotor em gaiola de esquilo podem ser entendidas como máquinas de indução com os terminais do rotor curto-circuitados. Assim o modelo dinâmico pode ser deduzido de (3)-(7) fazendo-se as tensões de rotor nulas.

2.2.2 Modelo em regime permanente do Gerador de Indução com rotor em gaiola

O comportamento em regime permanente do gerador de indução pode ser obtido tornando as derivadas de (3)-(7) nulas (KRAUSE; WASYNEZUK; SUDHOFF, 1994; KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994). A Figura 3 apresenta o circuito equivalente

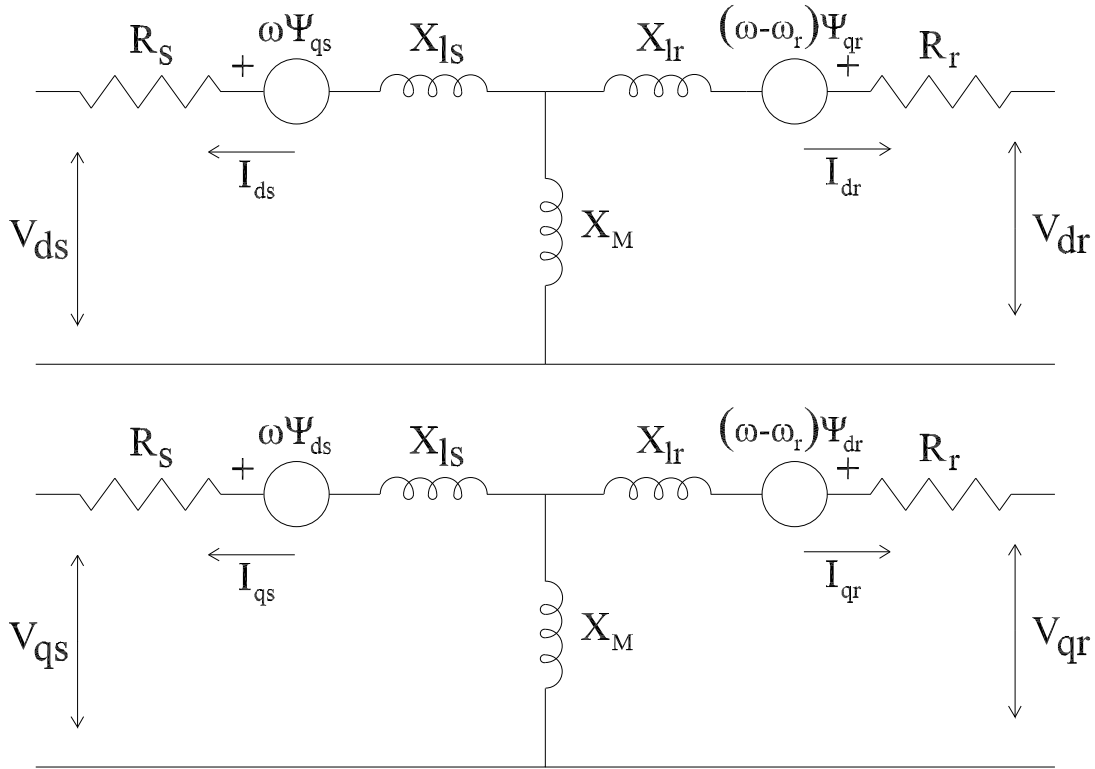


Figura 2: Circuito equivalente do gerador assíncrono trifásico para um referencial arbitrário.

classicamente utilizado para representar o funcionamento do gerador de indução de rotor em gaiola nesta condição.

A potência ativa fornecida pelo gerador de indução de rotor em gaiola em regime permanente é dada por $P = Re\{\vec{V}_s \vec{I}_s^*\}$ podendo ser expressa na forma (TARNOWSKI, 2006):

$$P = \frac{V_s^2}{D} \left[R_s \frac{R_r^2}{s^2} + R_s X_r^2 + X_m^2 \frac{R_r}{s} \right] - I_r^2 R_r \quad (10)$$

Da mesma forma a potência reativa do gerador de indução obtida de $Q = Im\{\vec{V}_s \vec{I}_s^*\}$ pode ser expressa como:

$$Q = \frac{V_s^2}{D} \left[X_r (X_{ls} X_{lr} + X_m (X_{ls} + X_{lr})) + X_s \frac{R_r^2}{s} \right] - I_r^2 X_r \quad (11)$$

O torque eletromagnético de regime permanente é obtido a partir de (8) e utilizando parâmetros elétricos pode ser expresso como:

$$T_e = -\frac{3p}{\omega_e (1-s)} \frac{X_m^2 V_s^2 R_r}{D s} \quad (12)$$

onde:

$$D = \left(\frac{R_s R_r}{s} - X_{ls} X_{lr} + X_m (X_{ls} + X_{lr}) \right)^2 + \left(R_s X_{lr} + \frac{R_r}{s} X_{ls} + X_m \left(R_s + \frac{R_r}{s} \right) \right)^2$$

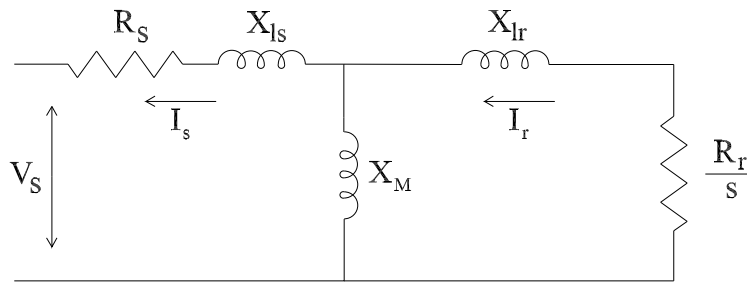


Figura 3: Circuito do gerador de indução de rotor em gaiola em regime permanente.

2.3 Modelo simplificado do Gerador de Indução para estudos de sistemas de potência

Prática comum na análise de máquinas assíncronas em estudos de sistemas de potência é a utilização de modelos de ordem reduzida (KRAUSE; WASYNEZUK; SUDHOFF, 1994). No caso de geradores de indução, em diversos destes estudos é comum negligenciar os transitórios de estator, ou seja, as derivadas das componentes de eixo direto e de quadratura do fluxo magnético de estator são consideradas nulas. Com isso as equações diferenciais (5)-(6) são transformadas em equações algébricas.

O modelo elétrico reduzido do gerador de indução pode ser posto em termos que lembram o modelo comumente utilizado para a análise de máquinas síncronas, como uma fonte de tensão em série com uma impedância transitória (BAZANELLA, 1997; BRETAS; ALBERTO, 2000; KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

À eliminação dos termos relacionados as derivadas das componentes de eixo direto e de quadratura do fluxo magnético de estator somam-se as seguintes definições (AKHMATOV, 2003; TARNOWSKI, 2006; KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994):

$$E_d = \omega_s \frac{X_m}{X_r} \Psi_{qr} \quad (13)$$

$$E_q = -\omega_s \frac{X_m}{X_r} \Psi_{dr} \quad (14)$$

$$T_0 = \frac{X_r}{\omega_b R_r} \quad (15)$$

que permitem manipular (3)-(6) e obter:

$$\dot{E}_d = -\frac{1}{T_0} (E_d - (X_s - X') I_{qs}) + s\omega_s E_q \quad (16)$$

$$\dot{E}_q = -\frac{1}{T_0} (E_q + (X_s - X') I_{ds}) - s\omega_s E_d \quad (17)$$

$$\dot{s} = \frac{T_e - T_{mg}}{2H_g} \quad (18)$$

com

$$T_e = E_q I_{qs} + E_d I_{ds} \quad (19)$$

$$X' = X_s - \frac{X_m^2}{X_r} \quad (20)$$

$$V_{ds} = E_d - R_s I_{ds} + X' I_{qs} \quad (21)$$

$$V_{qs} = E_q - R_s I_{qs} - X' I_{ds} \quad (22)$$

O modelo simplificado do gerador de indução para estudos de sistemas de potência é definido por (16)-(18) e (21)-(22). A variável $\vec{E} = E_d + jE_q$ é a tensão interna do gerador, e a variável X' é a reatância transitória que, em série com a resistência de estator, compõem a impedância transitória.

De (21)-(22) deduz-se que $\vec{V}_s = \vec{E} - (R_s + jX')\vec{I}_s$. A partir disso pode se obter o circuito equivalente do modelo simplificado do gerador de indução com rotor em gaiola para estudos de sistemas de potência conforme apresentado na Figura 4. A dinâmica da tensão interna E é dada pelas equações (16)-(17) e a dinâmica mecânica é dada pela equação (18).

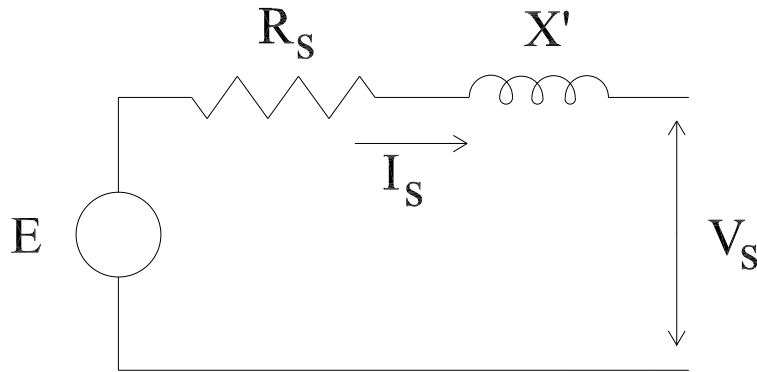


Figura 4: Circuito equivalente do modelo simplificado do gerador de indução de rotor em gaiola.

2.4 Modelagem do sistema mecânico

Sistemas mecânicos, como o que acopla a turbina eólica ao eixo do rotor do gerador, são naturalmente sujeitos a oscilações torsionais. Em alguns casos as oscilações torcionais do acoplamento turbina-gerador podem ser significativas e afetar o comportamento de variáveis de interesse do sistema (TRUDNOWSKI et al., 2004; AKHMATOV; NIELSEN; KNUDSEN, 2000).

Esse fenômeno pode ter origem tanto no gerador quanto na turbina. Variações de torque eletromagnético, produzido por faltas ou chaveamento de cargas por exemplo, ou do torque mecânico aplicado, em razão de rajadas de vento por exemplo, são as razões da excitação destes modos mecânicos.

Para sistemas nos quais este fenômeno ocorre deve ser adotado um modelo mais complexo para a descrição da dinâmica do sistema mecânico. Os componentes mecânicos da turbina do aerogerador são agregados e representados na forma de uma massa girante como apresentado na Figura 5.

Essa massa engloba a inércia de todos os elementos mecânicos da turbina do aerogerador como as pás, a caixa de redução de velocidade e o eixo da turbina. A dinâmica do modelo de duas massas é representado por (AKHMATOV; NIELSEN; KNUDSEN, 2000):

$$\dot{\omega}_t = \frac{1}{2H_t}(T_t - K_s\theta - D_t\omega_t) \quad (23)$$

$$\dot{\omega}_r = \frac{1}{2H_g}(K_s\theta - T_e - D_g\omega_r) \quad (24)$$

$$\dot{\theta} = \omega_b(\omega_t - \omega_r) \quad (25)$$

onde :

- $\omega_t \rightarrow$ Velocidade de rotação da turbina (pu);
- $\omega_r \rightarrow$ Velocidade de rotação do rotor do gerador (pu);
- $T_t \rightarrow$ Torque aerodinâmico da turbina (pu);
- $T_e \rightarrow$ Torque eletromagnético (pu);
- $K_s \rightarrow$ Constante de rigidez torsional do sistema mecânico (pu/rad);
- $D_t \rightarrow$ Coeficiente de amortecimento do rotor da turbina (pu);
- $D_g \rightarrow$ Coeficiente de amortecimento do rotor do gerador (pu);
- $\omega_b \rightarrow$ frequência base (rad/s);
- $\theta \rightarrow$ Ângulo de torsão (rad);
- $H_t \rightarrow$ Momento de inércia equivalente da turbina (s);
- $H_g \rightarrow$ Momento de inércia do rotor do gerador (s).

O coeficiente de rigidez torsional do sistema mecânico pode ser determinado através de (AKHMATOV, 2003):

$$K_s = 2 \frac{\omega_n^2}{\omega_b} \frac{H_t H_g}{H_t + H_g} \quad (26)$$

onde ω_n é a frequência natural de oscilação do sistema mecânico em rad/s . A frequência natural de oscilação é obtida através de medições experimentais ou simulação avançada, onde os componentes mecânicos do aerogerador são descritos com mais graus de liberdade (TARNOWSKI, 2006).

A representação do sistema mecânico pelo modelo de duas massas permite avaliar a influência dos modos oscilatórios mecânicos nas variáveis elétricas do gerador.

O critério para a utilização do modelo de duas massas é o valor do coeficiente de rigidez torsional do sistema de acoplamento (AKHMATOV, 2003). Para sistemas com alto coeficiente de rigidez torsional, tipicamente $K_s > 3 pu/rad.el.$, o sistema pode ser reduzido para uma única massa que concentra as inércias de todos os elementos do sistema mecânico reduzindo a dinâmica do sistema a:

$$\dot{\omega}_t = \dot{\omega}_r = \frac{1}{2H}(T_t - T_e) \quad (27)$$

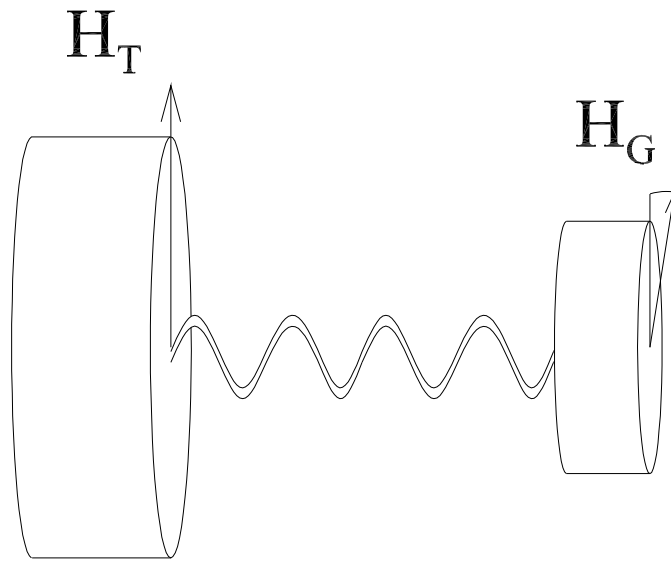


Figura 5: Sistema mecânico de duas massas. H_t é a inércia equivalente dos elementos agregados da turbina e H_g a inércia do gerador.

onde H é a soma do momento de inércia de todos os elementos mecânicos do aerogerador, isto é, $H = H_t + H_g$.

Assim o modelo de duas massas apresenta uma descrição mais apurada do comportamento das variáveis mecânicas do aerogerador do que o modelo de massa única ao custo de uma maior quantidade de informações das características mecânicas da turbina e do aumento da ordem do modelo do sistema mecânico.

2.5 Modelo Aerodinâmico da Turbina

A partir das considerações energéticas relacionadas à conversão de energia eólica em energia mecânica é gerada a modelagem aerodinâmica da turbina para análise do comportamento do aerogerador em estudos de sistemas de potência. Sendo a energia cinética por unidade de tempo associada ao vento:

$$P_v = \frac{1}{2} A \rho V_v^3 \quad (28)$$

e por definição o coeficiente de performance (C_p) da turbina:

$$C_p = \frac{P_t}{P_v} \quad (29)$$

é possível expressar a potência mecânica entregue pela turbina como (SLOOTWEG; POLINDER; KLING, 2001):

$$P_t = \frac{1}{2} A \rho V_v^3 C_p \quad (30)$$

onde:

- $P_v \rightarrow$ Potência do vento;
- $A \rightarrow$ Área de passagem do ar;

- $\rho \rightarrow$ Densidade do ar;
- $V_v \rightarrow$ Velocidade do vento na área considerada;
- $P_t \rightarrow$ Potência mecânica entregue pela turbina;
- $C_p \rightarrow$ Coeficiente de performance da turbina.

Como $P_t = T_t \omega_t$, o torque mecânico aplicado ao gerador pela turbina em função da velocidade do vento resulta:

$$T_t = \frac{1}{2} A \rho \frac{V_v^3}{\omega_t} C_p \quad (31)$$

Pode-se ver de (30) que a potência mecânica fornecida pela turbina é proporcional ao cubo do valor da velocidade do vento que varre a área efetiva das pás da turbina. Isso implica uma variação muito grande da potência fornecida pela turbina para pequenas variações de velocidade do vento. Rajadas de vento tendem a ser convertidas em picos de potência elétrica fornecida à rede.

O coeficiente de performance da turbina é dependente da velocidade do vento, da velocidade de rotação da turbina e do ângulo de passo das pás. Geralmente as curvas de desempenho da turbina são obtidas através de medições ou fornecidas pelos fabricantes. O limite teórico máximo do valor de C_p é 0,59; denominado limite de Betz (TARNOWSKI, 2006).

A partir da definição da velocidade específica de rotação λ como sendo:

$$\lambda = \frac{R \omega_t}{V_v} \quad (32)$$

onde R é o comprimento da pá, é possível obter excelentes aproximações analíticas para o C_p em função de λ e do ângulo de passo das pás da turbina β . Nesta dissertação é utilizada a seguinte aproximação analítica para o valor do coeficiente de performance da turbina (HEIER, 1998):

$$C_p(\lambda, \beta) = a_1 \left(\frac{a_2}{\lambda_i} - a_3 \beta - a_4 \beta^{a_5} - a_6 \right) e^{-\frac{a_7}{\lambda_i}} \quad (33)$$

sendo:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + a_8 \beta} - \frac{a_9}{\beta^3 + 1}} \quad (34)$$

com os parâmetros a_1 a a_9 dependentes das características construtivas da turbina.

Para sistemas de geração eólica operando com aerogeradores de velocidade fixa, a velocidade de rotação do gerador praticamente não se altera. Em razão disso a alteração do λ ocorre quase que exclusivamente em função da alteração da velocidade do vento incidente nas pás da turbina.

Em razão da capacidade de controlar a velocidade de rotação do gerador, e assim alterar o λ e o C_p , os aerogeradores de velocidade variável são capazes de extrair uma maior quantidade de energia de velocidades de vento inferiores em comparação a sistemas de velocidade fixa. Essa política de controle da velocidade de rotação do gerador para otimização da captação de energia é denominada *Maximum Power Tracking* (MPT) (SHALTOUT; EL-RAMAHI, 1995).

O controle da potência entregue pela turbina através da alteração do ângulo de ataque β das pás da turbina com relação ao vento incidente é chamado de controle *pitch*. No entanto algumas turbinas são projetadas para limitar a potência mecânica entregue para velocidades de vento elevadas através da técnica de controle *stall* que consiste em projetar a pá da turbina de maneira que, na incidência de uma velocidade de vento superior a uma velocidade limite determinada, a aerodinâmica da turbina automaticamente limite a potência fornecida através de uma turbulência no ar ao redor da pá (TARNOWSKI, 2006). A fim de manter a generalidade deste trabalho não será considerada nenhuma das duas técnicas de limitação da potência mecânica entregue pela turbina.

2.6 Modelo do sistema Máquina Barramento Infinito

A Figura 6 mostra o circuito equivalente do sistema MBI composto do gerador de indução conectado ao sistema de potência, aqui representado pelo seu equivalente de Thevenin. É incluída nesta representação um capacitor nos terminais do gerador representando a compensação do fator de potência.

Para a modelagem do sistema MBI, às equações diferenciais do modelo simplificado (16)-(18) somamos as equações algébricas que definem as correntes e tensões do circuito do sistema MBI.

Sendo as impedâncias do circuito definidas como:

$$\vec{Z}_s = R_s + jX' \quad (35)$$

$$\vec{Z}_l = R_l + jX_l \quad (36)$$

$$\vec{Z}_c = -jX_c \quad (37)$$

e os fasores da tensão interna e da corrente de estator:

$$\vec{E} = E_d + jE_q \quad (38)$$

$$\vec{I}_s = I_{ds} + jI_{qs} \quad (39)$$

a tensão terminal da máquina pode ser obtida como:

$$\vec{V}_s = \vec{E} - \vec{I}_s \vec{Z}_s \quad (40)$$

Utilizando as relações de circuito pode-se representar a corrente de estator em função das tensões interna da máquina e do barramento infinito, na forma:

$$\vec{I}_s = I_{ds} + jI_{qs} = \frac{\vec{E}(\vec{Z}_l + \vec{Z}_c)}{\vec{Z}_s(\vec{Z}_l + \vec{Z}_c) + \vec{Z}_l \vec{Z}_c} - \frac{\vec{V}_\infty \vec{Z}_c}{\vec{Z}_l(\vec{Z}_s + \vec{Z}_c) + \vec{Z}_s \vec{Z}_c} \quad (41)$$

Aplicando-se (35)-(39), e a definição da tensão de barramento infinito $\vec{V}_\infty = V_d + jV_q$, em (41) as componentes de eixo direto e de quadratura da corrente de estator como função das resistências e reatâncias do sistema resultam:

$$I_{ds} = \frac{1}{A^2 + B^2} [E_d(R_l A + (X_l - X_c)B) + E_q(R_l B - (X_l - X_c)A) +$$

$$V_d X_c B - V_q A] \quad (42)$$

$$I_{qs} = \frac{1}{A^2 + B^2} [E_d(-R_l B + (X_l - X_c)A) + E_q(R_l A + (X_l - X_c)B) + V_d X_c A + V_q X_c B] \quad (43)$$

com:

$$A = R_s R_l - X'(X_l - X_c) + X_l X_c \quad (44)$$

$$B = R_s(X_l - X_c) + R_l(X' - X_c) \quad (45)$$

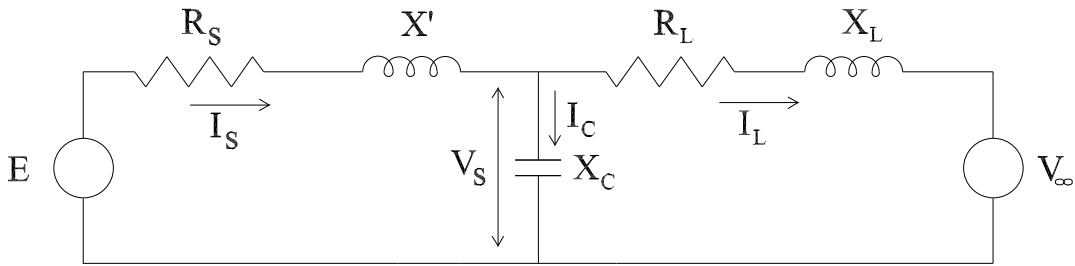


Figura 6: Sistema MBI.

2.6.1 Modelo em espaço de estados

A eliminação das variáveis algébricas I_{ds} e I_{qs} do modelo simplificado permitem representar o sistema MBI em espaço de estados, sendo as variáveis de estado as componentes de eixo direto e de quadratura da tensão interna E_d e E_q e o escorregamento do gerador s .

Substituindo (42)-(43) em (16)-(18) o modelo em espaço de estados do sistema MBI em coordenadas retangulares resulta:

$$\dot{E}_d = -K_1 E_d + K_2 E_q + s\omega_s E_q + K_3 \quad (46)$$

$$\dot{E}_q = -K_2 E_d - K_1 E_q - s\omega_s E_d + K_4 \quad (47)$$

$$\dot{s} = -K_5 E_d + K_6 E_q - K_7(E_d^2 + E_q^2) - T \quad (48)$$

onde os parâmetros K_1 a K_7 e T são definidos como:

$$K_1 = \frac{1}{T_0} + \frac{(X_s - X')(R_l B - (X_l - X_c)A)}{T_0(A^2 + B^2)} \quad (49)$$

$$K_2 = \frac{(X_s - X')((X_l - X_c)B + R_l A)}{T_0(A^2 + B^2)} \quad (50)$$

$$K_3 = \frac{(X_s - X')X_c(V_d A + V_q B)}{T_0(A^2 + B^2)} \quad (51)$$

$$K_4 = \frac{(X_s - X')X_c(-V_d B + V_q A)}{T_0(A^2 + B^2)} \quad (52)$$

$$K_5 = \frac{X_c(-V_d B + V_q A)}{2H(A^2 + B^2)} \quad (53)$$

$$K_6 = \frac{X_c(V_d A + V_q B)}{2H(A^2 + B^2)} \quad (54)$$

$$K_7 = -\frac{(R_l A + (X_l - X_c)B)}{2H(A^2 + B^2)} \quad (55)$$

$$T = \frac{T_{mg}}{2H} \quad (56)$$

Note que os parâmetros K_3 a K_6 dependem do termo da tensão da barra infinita assumida como constante. Destaca-se ainda que o parâmetro T não representa o torque mecânico aplicado ao eixo do gerador mas sim um valor proporcional a este.

Adotando-se a representação em coordenadas polares da tensão interna $\vec{E} = E\angle\delta$, substituindo-se as variáveis de estado E_d e E_q pelo módulo E o ângulo δ da tensão interna do gerador é possível obter uma representação polar do sistema MBI:

$$\dot{E} = -K_1 E + K_3 \cos \delta + K_4 \sin \delta \quad (57)$$

$$\dot{\delta} = K_2 + s\omega_s + \frac{K_3 \sin \delta}{E} - \frac{K_4 \cos \delta}{E} \quad (58)$$

$$\dot{s} = -K_5 E \cos \delta + K_6 E \sin \delta - K_7 E^2 - T \quad (59)$$

2.7 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os modelos para os principais componentes do aerogerador. O modelo elétrico do gerador de indução encarregado de converter potência mecânica em potência elétrica é introduzido. A partir do modelo geral da máquina assíncrona um modelo dinâmico para o gerador de indução de rotor em gaiola é obtido.

Um modelo que representa a dinâmica do acoplamento do eixo do rotor da turbina com o eixo do rotor do gerador é discutido, o modelo mecânico de duas massas. Para sistemas em que o acoplamento entre a turbina e o gerador é rígido um modelo simplificado para o sistema mecânico, o modelo de massa única, é obtido.

A modelagem do comportamento aerodinâmico da turbina do aerogerador é apresentada. Esta modelagem leva em consideração a influência da velocidade relativa de rotação do eixo da turbina com a velocidade do vento na eficiência da conversão de potência eólica em potência elétrica do sistema.

Por fim a partir do modelo simplificado do gerador de indução de rotor em gaiola e das relações de correntes e tensões da topologia adotada, propõe-se um modelo em espaço de estados para o aerogerador operando na topologia MBI.

Os modelos presentes neste capítulo serão utilizados nas análises de estabilidade estática, dinâmica e transitória realizadas nos próximos capítulos. Os modelos dos componentes do aerogerador adotados dependem do foco do estudo realizado, sendo as considerações sobre o modelo utilizado realizadas no início do capítulo destinado a cada uma das análises de estabilidade realizadas.

3 ANÁLISE DA ESTABILIDADE ESTÁTICA

3.1 Introdução

O presente capítulo dedica-se a análise da estabilidade estática do sistema MBI com gerador de indução de rotor em gaiola, conforme apresentado no Capítulo 2 e definido pelas equações (47)-(49). Para um sistema representado no espaço de estados, como o sistema MBI, um conceito importante que deve ser introduzido é o conceito de ponto de equilíbrio (KHALIL, 1996).

Ponto de equilíbrio é o ponto do espaço de estados para o qual as derivadas dos estados são nulas. Estando o sistema nesse estado, na ausência de perturbações, o estado permanece nele para todo tempo futuro.

Por se tratar de um conjunto de equações não-lineares não existe a priori uma definição da quantidade de pontos de equilíbrio, sendo o número de soluções existentes dependente dos parâmetros do sistema.

Em estudos de sistemas de potência o conceito de pontos de equilíbrio do sistema está associado as soluções do fluxo de carga. A definição de condições para a existência destas soluções, bem como dos valores limites de operação, são os objetivos deste capítulo.

O critério utilizado para a definição da estabilidade estática do sistema MBI nesta dissertação será a existência de pontos de operação. Os pontos de equilíbrio são dependentes do torque mecânico aplicado no eixo do rotor e dos parâmetros de rede do sistema. O limite de estabilidade do sistema será dado com relação ao máximo torque mecânico aplicável ao gerador para o qual exista ao menos um ponto de equilíbrio.

Na seção 3.2 são determinados analiticamente os equilíbrios do sistema MBI para um torque mecânico aplicado constante. O limite de estabilidade estática do sistema MBI é determinado na seção 3.3.

Na seção 3.4 é realizada a análise da influência dos parâmetros de linha para sistemas com resistências desprezíveis. Essa análise simplificada tem como objetivo promover um melhor entendimento da influência de certos parâmetros no sistema. A análise completa da influência paramétrica na estabilidade estática do sistema é realizada na seção 3.5.

3.2 Determinação dos pontos de equilíbrio do sistema MBI

Os pontos de equilíbrio do sistema MBI são obtidos através das soluções reais das equações (46)-(48) com as derivadas de todos os estados nulas. A partir de (46) e (47), anulando-se as derivadas e manipulando-se algebricamente as equações

resultantes é possível expressar os valores de equilíbrio de E_d e E_q como funções da outra variável de estado s na seguinte forma:

$$E_d = \frac{K_2K_4 + K_1K_3 + s\omega_s K_4}{K_1^2 + K_2^2 + 2K_2s\omega_s + s^2\omega_s^2} = \frac{K_4(K_2 + s\omega_s) + K_1K_3}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} \quad (60)$$

$$E_q = \frac{-K_2K_3 + K_1K_4 - s\omega_s K_3}{K_1^2 + K_2^2 + 2K_2s\omega_s + s^2\omega_s^2} = \frac{-K_3(K_2 + s\omega_s) + K_1K_4}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} \quad (61)$$

Anulando-se o valor da derivada do escorregamento em (48) e de usando as relações acima estabelecidas é possível obter um polinômio, com argumento o próprio escorregamento, cujas soluções definem os valores de equilíbrio para o escorregamento do gerador:

$$s^2\omega_s^2T + s\omega_s(2TK_2 + K_6K_3 + K_5K_4) + T(K_1^2 + K_2^2) + K_7(K_4^2 + K_3^2) + K_2(K_5K_4 + K_6K_3) + K_1(K_5K_3 - K_6K_4) = 0 \quad (62)$$

Utilizando-se (52)-(55) nota-se que o termo $K_5K_3 - K_6K_4$ é igual a zero. Pelo mesmo procedimento, incluindo-se (56), verifica-se que o termo $K_7(K_4^2 + K_3^2) + K_2(K_5K_4 + K_6K_3)$ também tem resultado nulo¹. Valendo-se destas simplificações o polinômio (62) pode ser representado de forma reduzida por:

$$s^2\omega_s^2T + s\omega_s(2TK_2 + K_6K_3 + K_5K_4) + T(K_1^2 + K_2^2) = 0 \quad (63)$$

Desta maneira as soluções de equilíbrio para o escorregamento do gerador são da forma:

$$s_e = \frac{-K_5K_4 - K_6K_3 - 2TK_2 \pm \sqrt{ARG}}{2T\omega_s} \quad (64)$$

onde:

$$ARG = (K_5K_4 + K_6K_3)^2 + 4T(K_2(K_6K_3 + K_5K_4) - TK_1^2) \quad (65)$$

Defini-se então os pontos de equilíbrio s_{e1} e s_{e2} como:

$$s_{e1} = \frac{-K_5K_4 - K_6K_3 - 2TK_2 + \sqrt{ARG}}{2T\omega_s} \quad (66)$$

$$s_{e2} = \frac{-K_5K_4 - K_6K_3 - 2TK_2 - \sqrt{ARG}}{2T\omega_s} \quad (67)$$

A Figura 7 ilustra a situação típica de ocorrência dos dois pontos de equilíbrio. O polinômio de segunda ordem indica que existem dois pontos de operação possíveis para um mesmo valor de torque aplicado ao eixo do gerador.

Dado um valor de torque mecânico, representado pelo parâmetro T , cada um dos valores de escorregamento dados por (66) e (67) levados as equações (60) e (61) fornecem os dois pontos de equilíbrio do sistema MBI.

No caso das soluções (66) e (67) serem complexas não haverá ponto de equilíbrio para o sistema. No caso das soluções serem iguais, haverá apenas um ponto de equilíbrio para o sistema MBI.

¹As demonstrações relativas a estas simplificações encontram-se no apêndice C.

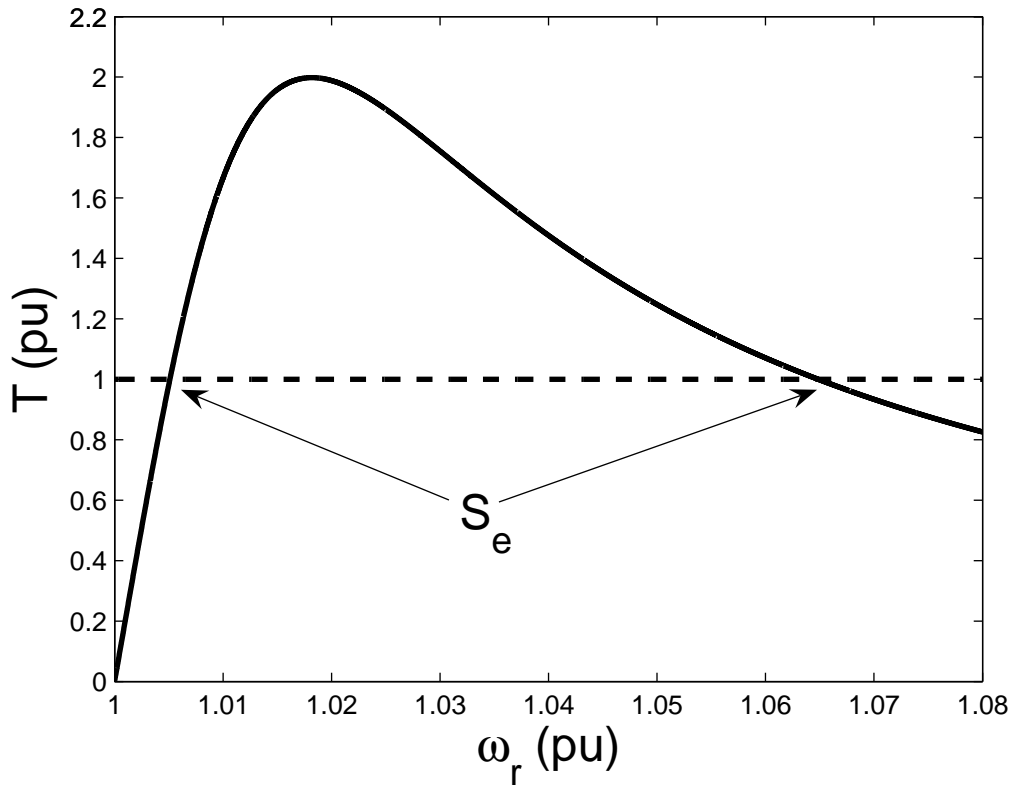


Figura 7: Pontos de equilíbrio.

3.3 Limite de estabilidade estática

Aplicando (56) em (18), e igualando-se o resultado a (48) é possível obter uma representação para o torque eletromagnético do gerador em função do escorregamento:

$$T_e = -2H(K_5E_d - K_6E_q + K_7(E_d^2 + E_q^2))$$

$$T_e = \frac{1}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} [2H(-s\omega_s(K_5K_4 + K_6K_3) - K_7(K_3^2 + K_4^2) - K_1(K_5K_3 - K_6K_4) - K_2(K_6K_3 + K_5K_4))]$$

Note novamente a presença do termo $K_7(K_3^2 + K_4^2) + K_1(K_5K_3 - K_6K_4) + K_2(K_6K_3 + K_5K_4)$. Simplificando-se obtém-se²:

$$T_e = -\frac{2Hs\omega_s(K_5K_4 + K_6K_3)}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} \quad (68)$$

Derivando-se (68) com relação ao escorregamento e igualando-se essa derivada a zero é possível obter o valor de escorregamento para o qual o torque do gerador é máximo:

$$\frac{\partial T_e}{\partial s} = \frac{2H\omega_s(K_5K_4 + K_6K_3)(-K_1^2 - K_2^2 + s^2\omega_s^2)}{(K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2)^2} = 0$$

²Para escorregamento nulo o torque eletromagnético também o é. Essa constatação vai ao encontro da proposta do próprio modelo no qual as perdas mecânicas e magnéticas são desprezadas.

assim:

$$s_{max} = \pm \frac{\sqrt{K_1^2 + K_2^2}}{\omega_s} \quad (69)$$

Os dois valores de escorregamento para torque máximo estão relacionados a existência de dois picos de torque, um para o modo gerador e outro para o modo motor. Segundo a convenção adotada, a solução com escorregamento negativo é a de interesse por representar o pico de torque da máquina de indução operando em modo gerador.

O valor de s_{max} dado por (69) pode ser utilizado para expressar os valores de escorregamento de equilíbrio. Utilizando (69) os valores de equilíbrio do sistema apresentados em (64) podem ser reescritos na forma³:

$$s_{e1,2} = -\alpha \pm \sqrt{\alpha^2 - s_{max}^2} \quad (70)$$

com:

$$\alpha = \frac{2TK_2 + K_6K_3 + K_5K_4}{2T\omega_s}$$

O valor do torque máximo do gerador é obtido substituindo-se a solução negativa de (69) em (68):

$$T_{max} = \frac{H(K_5K_4 + K_6K_3)}{\sqrt{K_1^2 + K_2^2} - K_2} \quad (71)$$

Se $T_{mg} = T_{max}$, de (63) deduz-se que:

$$s^2\omega_s^2 + 2s\omega_s\sqrt{K_1^2 + K_2^2} + (K_1^2 + K_2^2) = 0$$

ou

$$(s\omega_s + \sqrt{K_1^2 + K_2^2})^2 = 0$$

Logo existe apenas um equilíbrio, dado pelo valor de escorregamento:

$$s_{e1} = s_{e2} = -\frac{\sqrt{K_1^2 + K_2^2}}{\omega_s}$$

Se $T_{mg} > T_{max}$, (63) não possui mais soluções reais e logo não existem equilíbrios.

Consistente a isso defini-se o Limite de Estabilidade Estática (*LEE*) como o máximo torque que o gerador pode suportar sem perder estabilidade, isto é, tal que existam pontos de equilíbrio. Logo:

$$LEE = \frac{H(K_5K_4 + K_6K_3)}{\sqrt{K_1^2 + K_2^2} - K_2} \quad (72)$$

Da definição do *LEE* decorre a condição genérica de estabilidade estática que $T_{mg} \leq LEE$ para a existência de ao menos um ponto de equilíbrio.

³Note que conforme o torque mecânico tende a zero, o parâmetro T também tende a zero. Assim as soluções do escorregamento tendem uma para a origem e outra a $-\infty$.

Note que o LEE é distinto do conceito de torque máximo, parâmetro usual de máquinas elétricas e que é definido para a tensão nominal da máquina.

A margem de estabilidade estática (MEE) é a folga com relação ao torque de operação T_{op} e pode ser definida como:

$$MEE = \frac{LEE - T_{op}}{LEE} \quad (73)$$

O conceito de MEE , ainda que não trabalhado analiticamente, serve para melhor representar uma definição intuitiva com relação a estabilidade do sistema. É de se esperar que sistemas com maior limite de estabilidade tenham, para uma mesma condição de operação, margens de segurança mais elevadas.

3.4 Sistemas com alta relação X/R

Os resultados apresentados estão não mais relacionados aos parâmetros de linha R_l e X_l , mas por conveniência aos parâmetros usuais de especificação de um alimentador que são a potência de curto-circuito S_{cc} e a relação X/R da linha.

A relação X/R é definida como sendo a razão entre a reatância e a resistência da linha e é expressa por:

$$X/R = \frac{X_l}{R_l}$$

A potência de curto circuito S_{cc} é definida como:

$$S_{cc} = \frac{V_d^2 + V_q^2}{\sqrt{X_l^2 + R_l^2}}$$

Particularizando-se as soluções anteriormente obtidas para sistemas nos quais as resistências de estator e de linha são nulas é possível avaliar analiticamente de maneira mais elaborada os resultados obtidos. Tal simplificação é válida para a análise de máquinas elétricas de grande porte em sistemas de transmissão de energia.

A desconsideração das resistências do modelo leva os parâmetros B , K_2 , K_4 , K_5 e K_7 a tornarem-se nulos. Nesta condição os valores de escorregamento de equilíbrio do sistema, de escorregamento de torque máximo e o LEE simplificam-se para:

$$s_e = \frac{-K_6 K_3 \pm \sqrt{K_6^2 K_3^2 - 4T^2 K_1^2}}{2T\omega_s} \quad (74)$$

$$s_{max} = -\frac{K_1}{\omega_s} \quad (75)$$

$$LEE = \frac{HK_6 K_3}{K_1} \quad (76)$$

3.4.1 Sem capacitor de compensação de energia reativa

O termo de quadratura da tensão de barramento infinito V_q indica um defasamento angular do sistema com relação a uma referência. A existência de um defasamento angular não apresenta implicações nas magnitude das variáveis analisadas, somente na fase das próprias variáveis.

Assim sem perda de generalidade pode-se deslocar todos os fasores associados ao sistema da mesma fase da tensão de barramento infinito e definir como nula a componente de eixo de quadratura da tensão de barramento infinito e a componente de eixo direto com valor igual ao módulo da tensão de barramento.

Aos fasores obtidos considerando-se nula a componente de eixo de quadratura soma-se a fase inicial da tensão de barramento para inverter o processo e obter o resultado para a barra de referência inicial.

Posto isso os parâmetros do sistema operando sem capacitância de correção de fator de potência são:

$$A = X_L + X' \quad (77)$$

$$K_1 = \frac{1}{T_0} + \frac{(X_s - X')}{T_0 A} \quad (78)$$

$$K_3 = \frac{(X_s - X')V_d}{T_0 A} \quad (79)$$

$$K_6 = \frac{V_d}{2HA} \quad (80)$$

Para sistemas nos quais as resistências de estator e de linha sejam desprezadas e não haja capacitor de correção de fator de potência os parâmetros A , K_1 , K_3 , K_6 e T são positivos. Assim a condição de estabilidade estática pode ser escrita:

$$\frac{K_6 K_3}{K_1} > 2T$$

Aplicando-se (77)-(80) a condição limite de estabilidade estática torna-se:

$$\begin{aligned} \frac{V_d}{2HA} \frac{V_d(X_s - X')}{T_0 A} \frac{T_0 A}{A + (X_s - X')} &> \frac{T_{mg}}{H} \\ \frac{V_d^2(X_s - X')}{A(A + (X_s - X'))} &> 2T_{mg} \\ (X_L + X)(X_l + X') &< \frac{V_d^2(X - X')}{2T_{mg}} \end{aligned}$$

O valor máximo de reatância de linha para o qual existe uma solução é inversamente limitado pelo torque aplicado à turbina e proporcional ao quadrado da tensão de barramento. As duas constatações vão ao encontro da intuição física do problema, uma vez que o aumento da tensão de barramento implica um aumento da tensão de estator, o que garante um maior torque máximo do gerador. Por sua vez o aumento do torque aplicado à turbina diminui a MEE do sistema, até a condição limite quando o torque aplicado é superior ao torque máximo e o gerador acelera indefinidamente.

O escorregamento de torque máximo torna-se:

$$s_{max} = -\frac{R_R(X_l + X)}{X_R(X_l + X')} \quad (81)$$

O escorregamento do gerador parte do valor $-R_R X_s / X_R X'$ quando a impedância de linha é nula e tende a $-R_R / X_R$ com o aumento da impedância de linha. A Figura

8 apresenta o efeito do aumento da reatância de linha no escorregamento de torque máximo para a máquina 1. Pode-se observar que o aumento da reatância de linha produz uma diminuição na velocidade para qual o *LEE* ocorre.

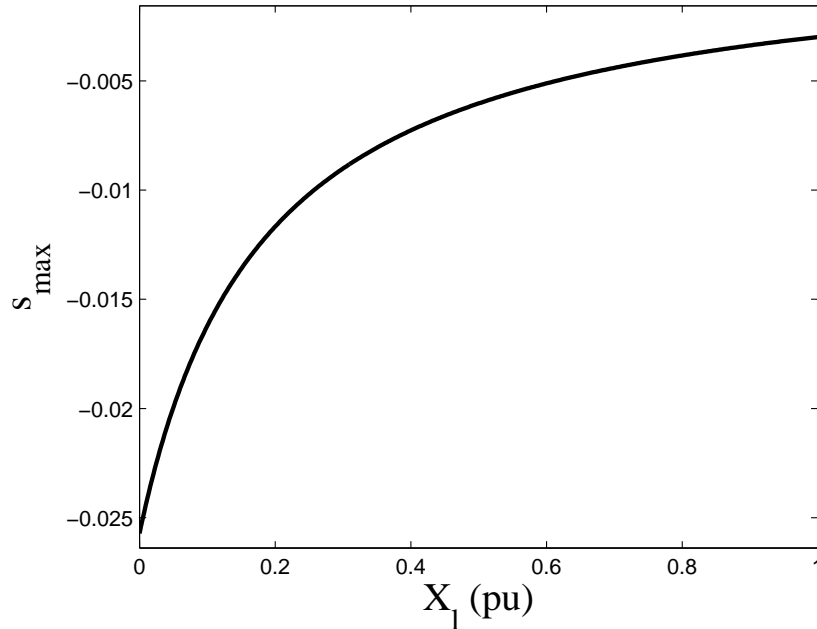


Figura 8: Influência no escorregamento do *LEE* da reatância de linha para a máquina 1.

O *LEE* do sistema é:

$$LEE = \frac{V_d^2(X - X')}{2(X_l + X)(X_l + X')} \quad (82)$$

De (82) pode-se observar a influência degradadora que o aumento da reatância de linha provoca no *LEE*. O *LEE* parte de seu valor máximo para uma reatância de linha nula, o que equivale a dizer que o gerador opera ligado diretamente aos terminais de uma fonte de tensão ideal, e decai com o aumento da reatância de linha.

A Figura 9 mostra a influência do aumento da reatância de linha para a máquina 1 no *LEE*. O aumento da reatância de linha produz uma deterioração da *MEE* do sistema em razão de uma diminuição do *LEE*. O *LEE* do sistema parte de um valor máximo para reatância de linha nula e diminui com o incremento da reatância de linha.

Repare que a inclusão de uma reatância de linha provoca uma alteração tanto no *LEE* quanto na velocidade de rotação em que este ocorre. Esse resultado pode não ser intuitivo do estudo de máquinas elétricas no qual uma diminuição da tensão terminal da máquina não produz deformações na curva $T \times \omega$, apenas uma alteração na escala permanecendo a velocidade de torque máximo inalterada.

Como a reatância de linha X_l é usualmente menor do que X_s , assim manipulando-se o denominador de (82) é possível chegar na relação aproximada:

$$T_{max} \approx \frac{V_d^2(X - X')}{2X(X_l + X')} \quad (83)$$

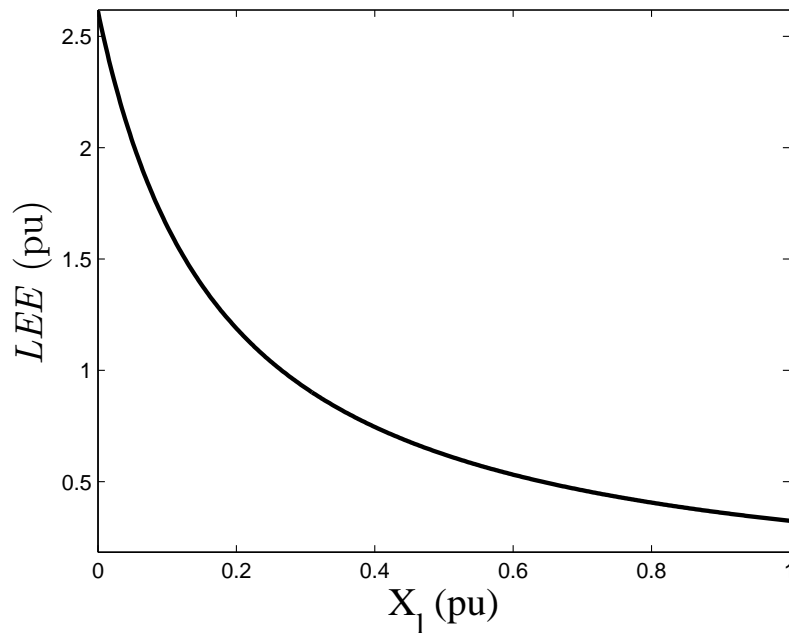


Figura 9: Influência no LEE da reatância de linha para a máquina 1.

e definindo-se o máximo LEE obtido com reatância de linha nula como:

$$LEE_M = V_d^2(X - X')/2XX'$$

obtém-se uma relação normalizada para o LEE com relação ao LEE_M :

$$\frac{LEE}{LEE_M} \approx \frac{X'}{X_l + X'} \quad (84)$$

A Figura 10 ilustra este comportamento do LEE . A curva apresentando o LEE do sistema normalizado é independente do valor da tensão de barramento, sendo função somente da reatância de linha e da reatância interna da máquina X' .

Essa relação apresenta de uma maneira um pouco mais clara a influência do aumento da reatância de linha no valor do LEE do sistema, o qual implica uma redução do LEE a medida que a reatância de linha aumenta.

3.4.2 Com capacitor de compensação de energia reativa

A adição do capacitor de correção de fator de potência implica na seguinte alteração nos parâmetros do modelo do sistema MBI:

$$\begin{aligned} A &= X_l X_c - X'(X_l - X_c) \\ K_1 &= \frac{1}{T_0} - \frac{(X - X')(X_l - X_c)}{T_0 A} \\ K_3 &= \frac{(X - X')X_c V_d}{T_0 A} \\ K_6 &= \frac{X_c V_d}{2HA} \end{aligned}$$

A condição de estabilidade estática torna-se:

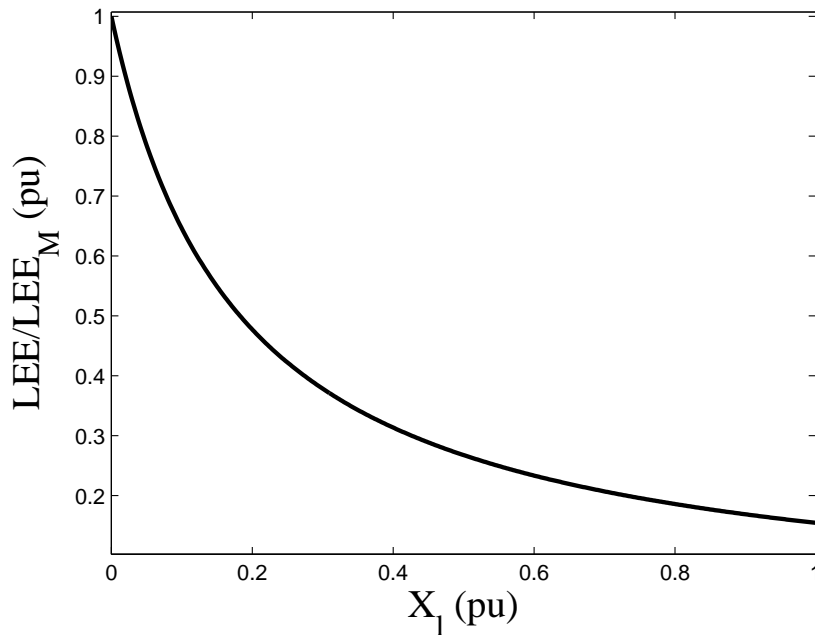


Figura 10: Comportamento do LEE em função da retância de linha.

$$\frac{(X_l X_c - X'(X_l - X_c))(X_l X_c - X(X_l - X_c))}{X_c^2} < \frac{V_d^2(X - X')}{2T_{mg}} \quad (85)$$

A diminuição do valor de X_c e, conseqüentemente, o aumento da capacitância de correção de fator de potência, tem um efeito benéfico na estabilidade estática do sistema. Um diminuição do valor de X_c implica uma diminuição do termo esquerdo de (85). Isso permite, para a mesma máquina e reatância de linha, a possibilidade de operação com um torque mecânico maior ou com uma tensão de barramento infinito menor.

O LEE neste caso resulta:

$$LEE = \frac{V_d^2 X_c^2 (X - X')}{2(X_l X_c - X'(X_l - X_c))(X_l X_c - X(X_l - X_c))} \quad (86)$$

A diminuição do valor de X_c implica um aumento do LEE do sistema conforme apresentado na Figura 11. O efeito do aumento da capacitância de compensação de fator de potência é vantajoso para o LEE . No entanto até a faixa de $X_c = 2$ pu o efeito é muito pouco pronunciado. O incremento do valor do capacitor, e conseqüentemente a redução da retância capacitiva, após essa região produz um efeito muito mais significativo no LEE .

Para valores típicos de correção de fator de potência, variando entre 2 e 4 pu, a influência da alteração do valor da capacitância de correção de fator de potência é pouco significativa no LEE .

O escorregamento para o qual o torque é máximo:

$$s_{max} = -\frac{R_r(X_l X_c - X(X_l - X_c))}{X_r(X_l X_c - X'(X_l - X_c))} \quad (87)$$

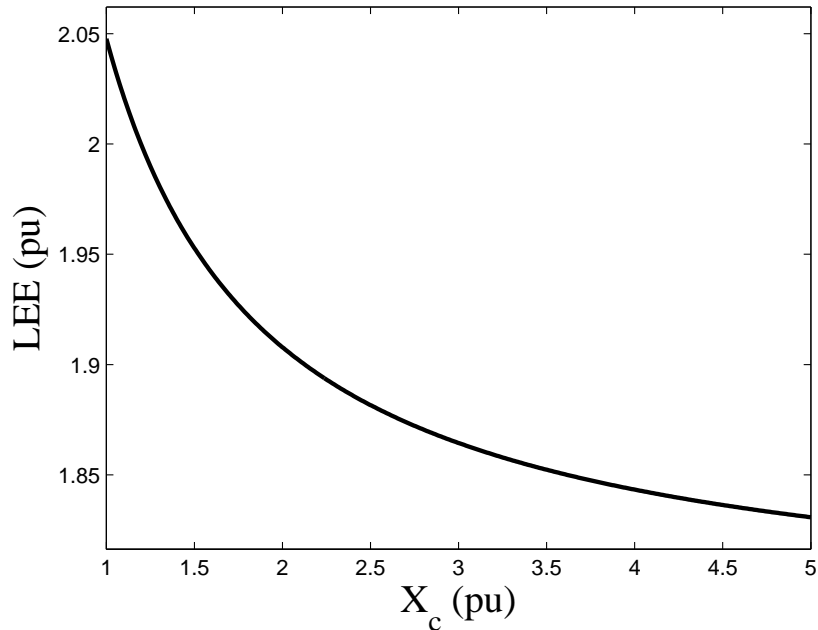


Figura 11: Influência no LEE da capacitância de compensação de energia reativa para a máquina 1 com $S_{cc} = 12,5$.

De (87) tem-se que o aumento da capacitância de compensação de energia reativa tem pouco efeito sobre o valor do escorregamento de torque máximo do gerador. A Figura 12 permite visualizar de uma maneira mais direta essa influência.

3.5 Sistemas com relação X/R intermediária

Nesta seção são apresentados os resultados da análise de estabilidade estática do sistema MBI operando com impedâncias de linha de relação X/R intermediárias, isto é, considerando as resistências de linha e de estator.

Avaliou-se a influência sobre o LEE da relação X/R da linha, do módulo da impedância de linha e do capacitor de correção de fator de potência. São apresentados também, dependendo do caso, gráficos auxiliares para um melhor entendimento do efeito da alteração dos parâmetros no comportamento estático do sistema.

3.5.1 Influência da potência de curto-circuito

Dado um sistema MBI com relação X/R da linha igual a 5 e com capacitor de compensação de energia reativa que compense o gerador operando a vazio, diferentes valores de módulo de impedância de linha são aplicados e sua influência avaliada no valor do LEE . O valor de S_{cc} foi escolhido com o intuito de reproduzir uma situação típica da aplicação de unidades de geração eólica que atuam em sistemas semelhantes a sistemas de distribuição de energia elétrica.

As grandezas apresentadas estão no sistema por unidade com valores base os valores nominais do aerogerador. Assim a S_{cc} indica quantas vezes maior que a potência instalada do aerogerador é a potência de curto-circuito da linha. Então avaliar o sistema para diferentes impedâncias de linha e, conseqüentemente, diferentes S_{cc} , é equivalente a avaliar diferentes índices de penetração de geração eólica ou

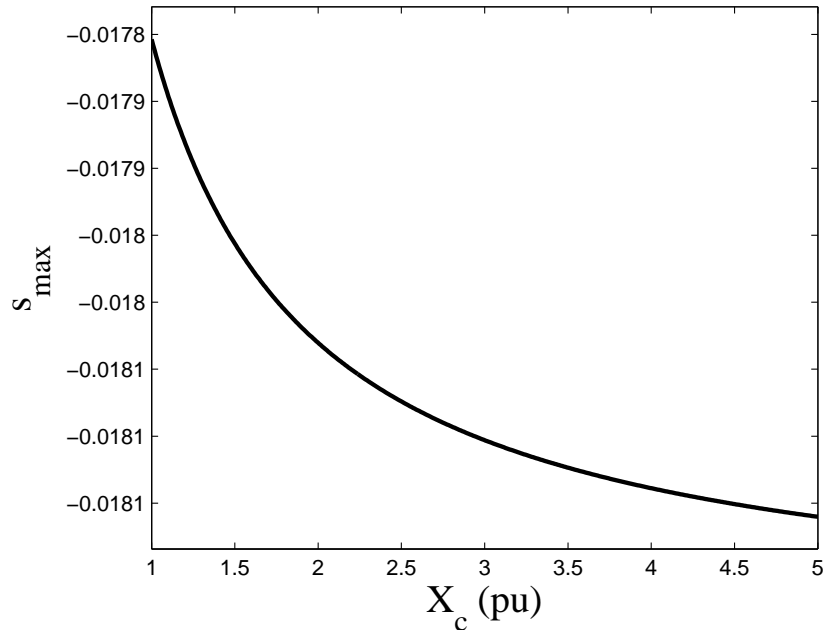


Figura 12: Influência no escorregamento de LEE da capacitância de compensação de energia reativa para a máquina 1.

a diminuição da potência de curto-circuito do ponto de conexão com o sistema de potência através de um aumento efetivo da impedância da linha.

A Figura 13 apresenta a influência da variação da impedância de linha no perfil de torque da máquina 1. Para cada valor de S_{cc} o LEE é dado pelo máximo valor atingido pela curva de torque do gerador.

O máximo valor do LEE é obtido quando a conexão é realizada através de um curto-circuito, $|Z_l| \rightarrow 0$. O aumento da impedância produz uma redução no valor máximo de torque que o gerador pode atingir. Isto se deve a redução da tensão terminal da máquina em função da queda de tensão na linha.

A velocidade em que o pico de torque ocorre também diminui por influência do aumento da impedância de linha. Uma curva adicional é traçada sobre os gráficos unindo os pontos onde as curvas atingem o valor máximo de torque. Esta curva mostra a variação do LEE em função da S_{cc} dentro do plano $T \times \omega_r$. Percebe-se uma relação quase linear entre o torque e a velocidade de rotação na qual o LEE é atingido.

O mesmo efeito pode ser visto nas máquinas 2 e 3 conforme as Figuras 14 e 15. O fato da diminuição da S_{cc} produzir um resultado semelhante independentemente da máquina avaliada pode caracterizar que este seja um efeito da topologia e não das máquinas analisadas.

O efeito da potência de curto-circuito no LEE do sistema MBI utilizando a máquina 1 é apresentado na Figura 16. Partindo de um valor máximo para $S_{cc} \rightarrow \infty$, a diminuição da S_{cc} leva a uma diminuição do LEE , com uma curva semelhante a obtida pela variação da reatância de linha para um sistema com resistências desprezíveis.

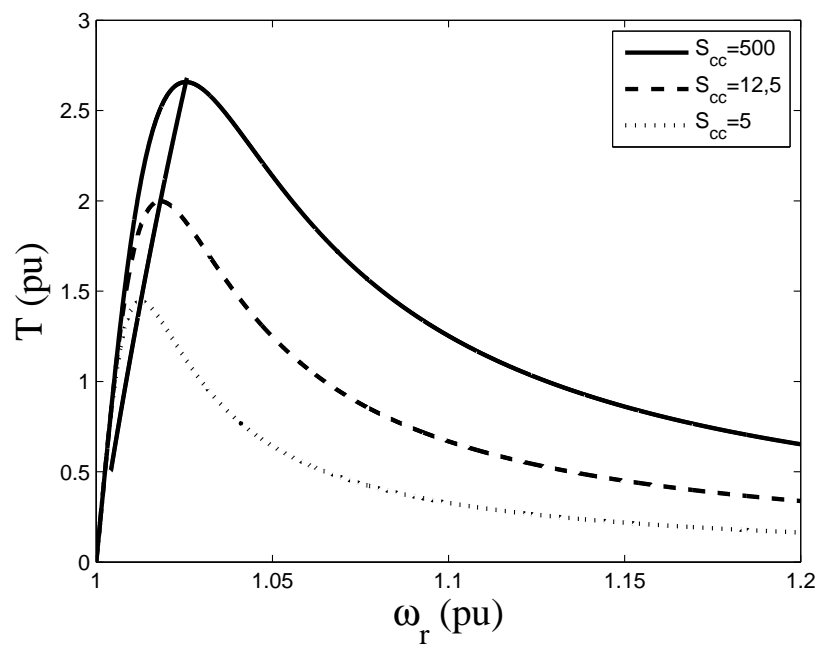


Figura 13: Influência na curva de torque do módulo da impedância de linha para a máquina 1.

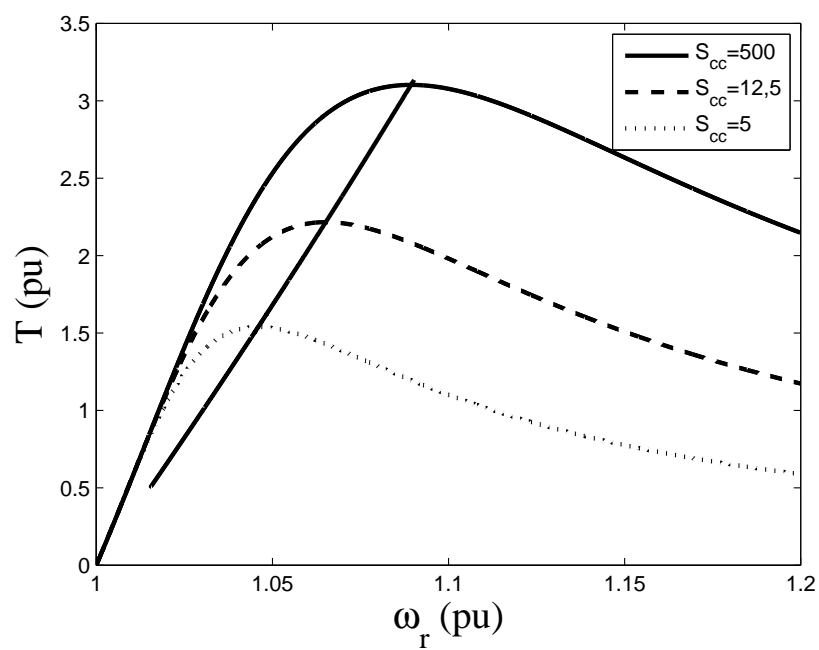


Figura 14: Influência na curva de torque da potência de curto-circuito para a máquina 2.

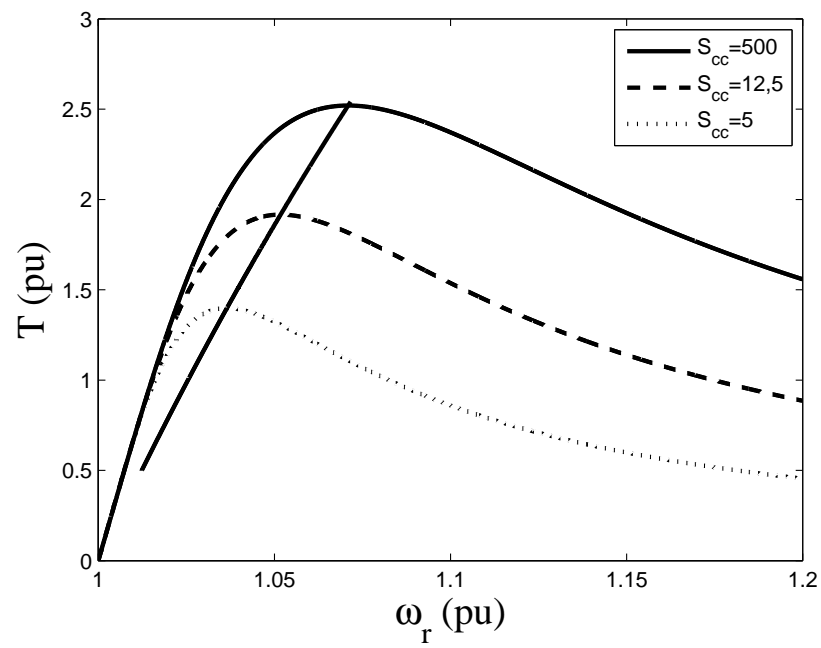


Figura 15: Influência na curva de torque da potência de curto-circuito para a máquina 3.

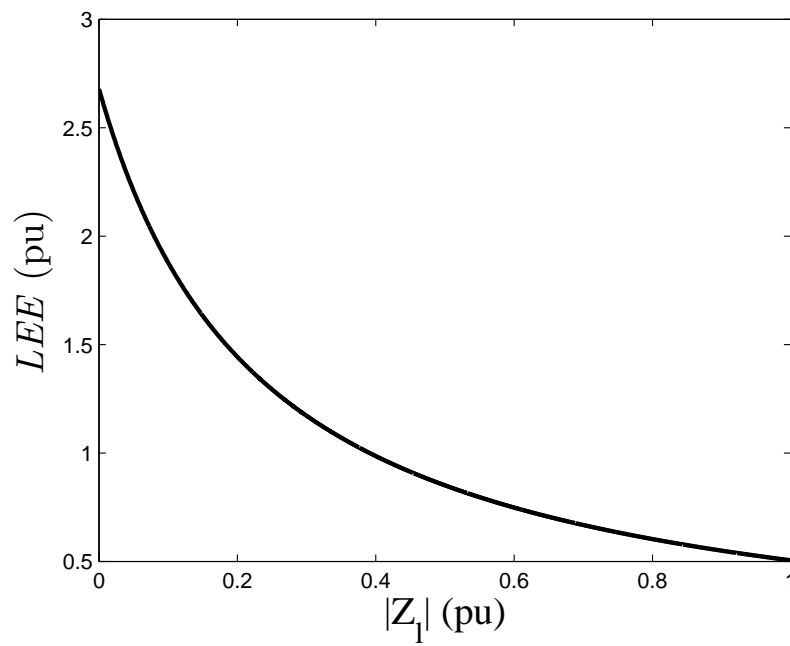


Figura 16: Efeito da impedância de linha no LEE da máquina 1.

3.5.2 Influência da relação X/R da linha

Nesta subseção será avaliada a influência da relação X/R da impedância de linha na estabilidade estática do sistema MBI. Para os resultados apresentados o sistema MBI opera com uma $S_{cc} = 12,5$ e com o capacitor de correção de fator de potência ajustado para que a máquina opere com fator de potência unitário funcionando a vazio, e então é variado o teor resistivo da impedância de linha.

Nas Figuras 17 a 19 estão apresentados os perfis de torque das máquinas 1 a 3 para diferentes relações X/R da impedância de linha. Nota-se novamente um resultado semelhante nos perfis de torque das três máquinas com relação à variação paramétrica.

A diminuição da relação X/R da impedância de linha produz um aumento no LEE . Mas ao contrário da variação da S_{cc} do sistema que levava também a uma alteração da velocidade em que o LEE , para a variação da relação X/R o deslocamento da velocidade do LEE é bem menos significativo. Visualmente pode-se perceber na curva adicional que define a posição do LEE dentro do plano $T \times \omega_r$ uma inclinação quase vertical.

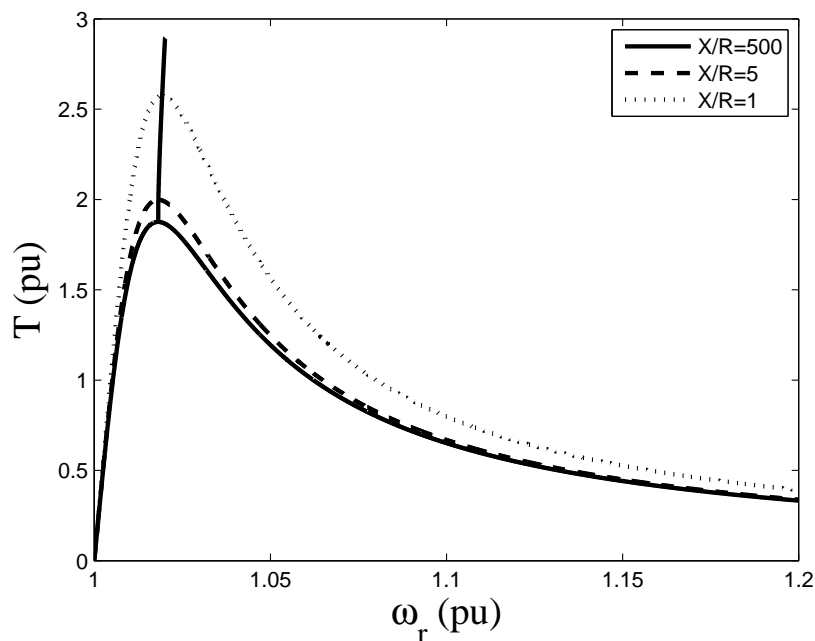


Figura 17: Efeito da relação X/R da impedância de linha na curva de torque da máquina 1.

A Figura 20 apresenta a influência sobre o LEE do sistema da relação X/R da linha. Quanto menor a relação X/R , ou seja quanto maior o teor resistivo da impedância de linha, maior será a margem de estabilidade estática do sistema. Isto pode ser explicado por uma maior capacidade de excitação da máquina quando operando com linhas resistivas em função da maior tensão terminal do gerador.

A Figura 21 apresenta a influência da relação X/R sobre o LEE com escala logarítmica. A mudança de escala permite visualizar melhor o efeito da variação da relação entre a resistência e a reatância da linha. Para valores muito elevados de relação X/R a variação tem pouco efeito no LEE .

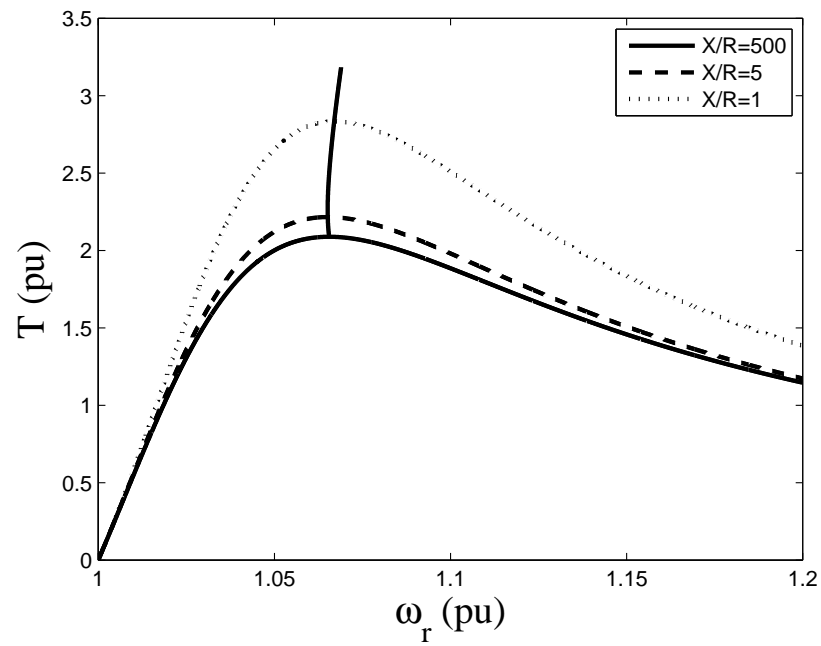


Figura 18: Efeito da relação X/R da impedância de linha na curva de torque da máquina 2.

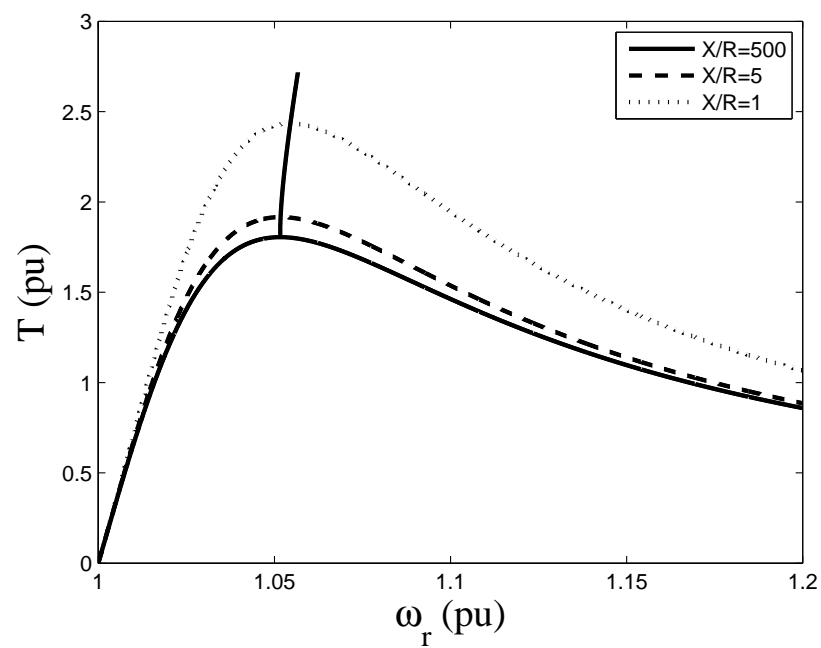


Figura 19: Efeito da relação X/R da impedância de linha na curva de torque da máquina 3.

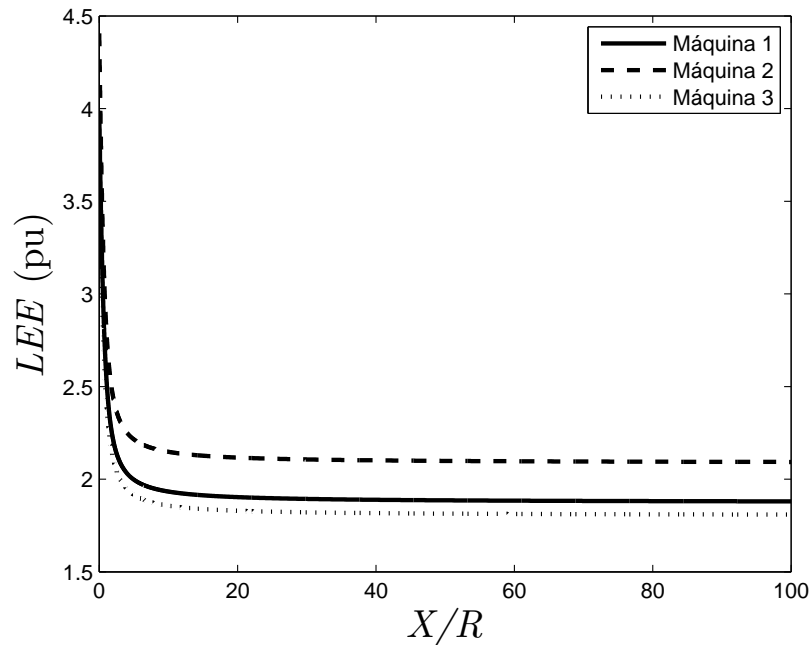


Figura 20: Efeito da relação X/R da impedância de linha no torque máximo da máquina 1.

Da mesma maneira valores muito pequenos também não produzem grande variação no LEE . No entanto na faixa entre três e um terço as variações da relação X/R produzem resultados mais significativos no LEE .

Se for utilizada como variável o ângulo α da impedância de linha é possível visualizar um comportamento quase linear como visto na Figura 22. A linha contínua representa a influência no LEE da máquina 1, a linha tracejada na máquina 2 e a linha pontilhada na máquina 3.

Este comportamento indica que talvez seja possível obter uma relação mais simples para o efeito da variação da relação entre a resistência e a reatância de linha utilizando o ângulo da impedância de linha. Como o efeito é semelhante nas três máquinas avaliadas pode se imaginar que este efeito seja de fato resultado da influência da alteração do ângulo da impedância de linha.

3.5.3 Influência da capacitância de compensação de energia reativa

Para um sistema com relação X/R de 5 e potência de curto-circuito de 12,5 avalia-se a influência da alteração do valor do capacitor de compensação de potência reativa sobre a estabilidade estática. A Figura 23 apresenta a influência da capacitância no perfil de torque da máquina 1.

São apresentados os resultados para valores de capacitância de compensação de potência reativa que compensem o gerador despachando potência ativa nominal com fator de potência unitário, que compense o gerador operando a vazio com fator de potência unitário e o gerador operando sem qualquer compensação de potência reativa. O aumento da reatância capacitiva dos terminais do gerador implica uma diminuição da potência reativa compensada.

A diminuição da reatância capacitiva e, conseqüentemente, o aumento da capacitância de compensação de energia reativa, gera um aumento do LEE do sistema.

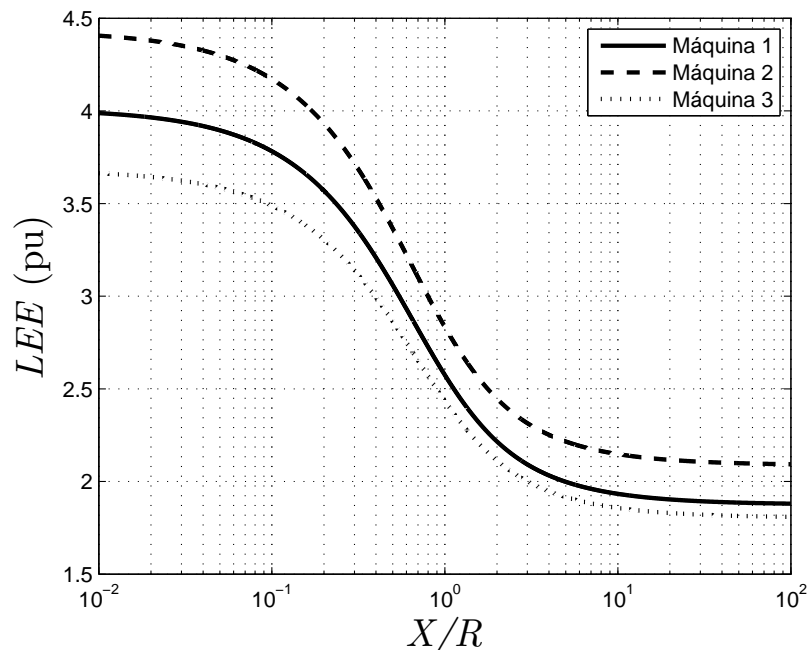


Figura 21: Efeito da relação X/R da impedância de linha no torque máximo da máquina 1 com escala logarítmica.

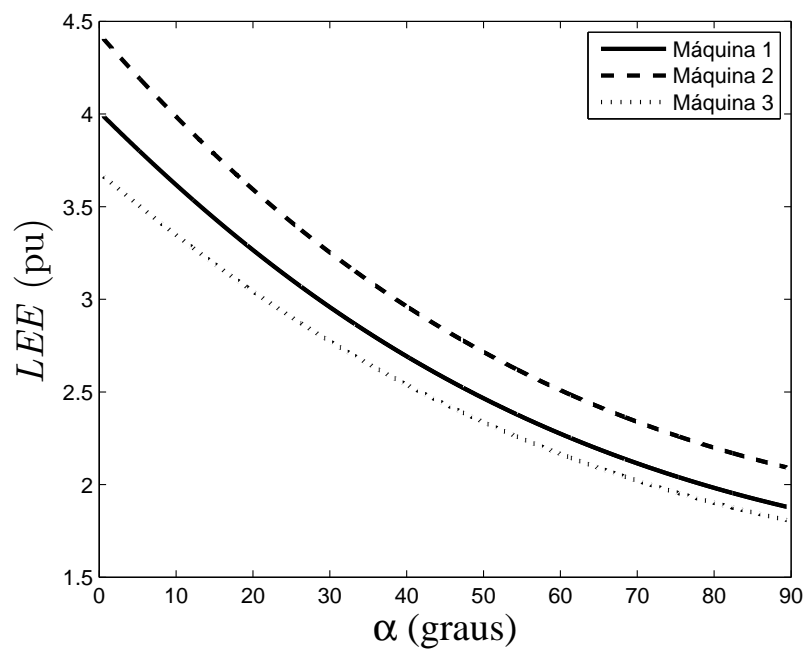


Figura 22: Efeito da relação X/R da impedância de linha no torque máximo da máquina 1.

Para valores típicos de capacitor de correção de fator de potência o valor da variação do LEE é pouco significativo.

Como pode ser visto nas Figuras 23 a 25 a variação da capacitância de correção de fator de potência apresenta um resultado semelhante nos perfis de torque das três máquinas. A diminuição da reatância de compensação de energia reativa produz um aumento no LEE do sistema e uma diminuição na velocidade em que este ocorre.

Porém percebe-se que para uma faixa de valores usuais de capacitor de correção de fator de potência a alteração do LEE é pouco significativa. Isso levanta a questão da capacidade de compensar a existência de uma linha com alto teor indutivo, que como visto na subseção anterior diminui o valor do LEE , pela inclusão da capacitância de correção de fator de potência, uma vez que a contribuição desta para o aumento do LEE do sistema em valores usuais é pouco significativa.

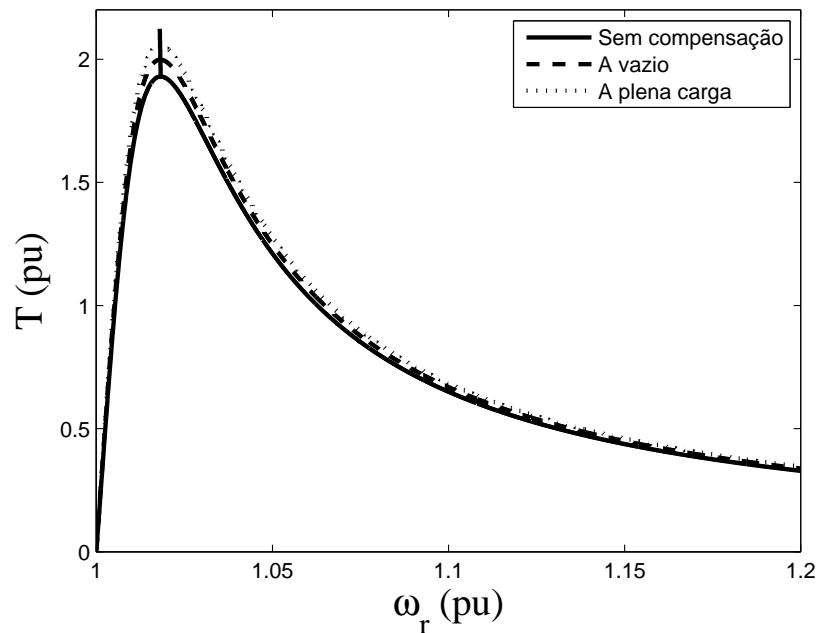


Figura 23: Efeito da capacitância na curva de torque com a máquina 1.

Tal comportamento pode ser explicado pela influência positiva que o incremento da capacitância de compensação de energia reativa tem sobre o comportamento da tensão terminal do gerador durante um aumento do despacho de potência ativa como visto na curva $P \times V$ apresentada na Figura 26.

3.6 Conclusões

O uso da topologia MBI, em conjunto com o modelo simplificado para análise de estabilidade em sistemas de potência, permite o desenvolvimento de relações analíticas que definem o limite de estabilidade estática do sistema e uma condição para a existência de soluções de equilíbrio.

Também é analiticamente possível determinar os equilíbrios do sistema para uma dada condição de operação como função dos parâmetros de rede, dos dados da máquina e do torque mecânico aplicado ao aerogerador.

A estabilidade estática do sistema MBI pode ser definida em função do torque

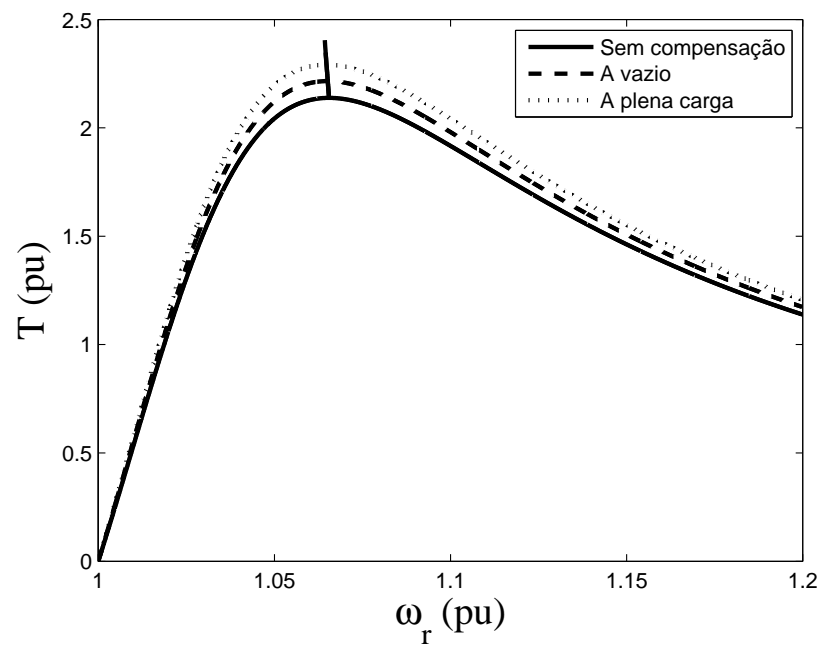


Figura 24: Efeito da capacitância na curva de torque com a máquina 2.

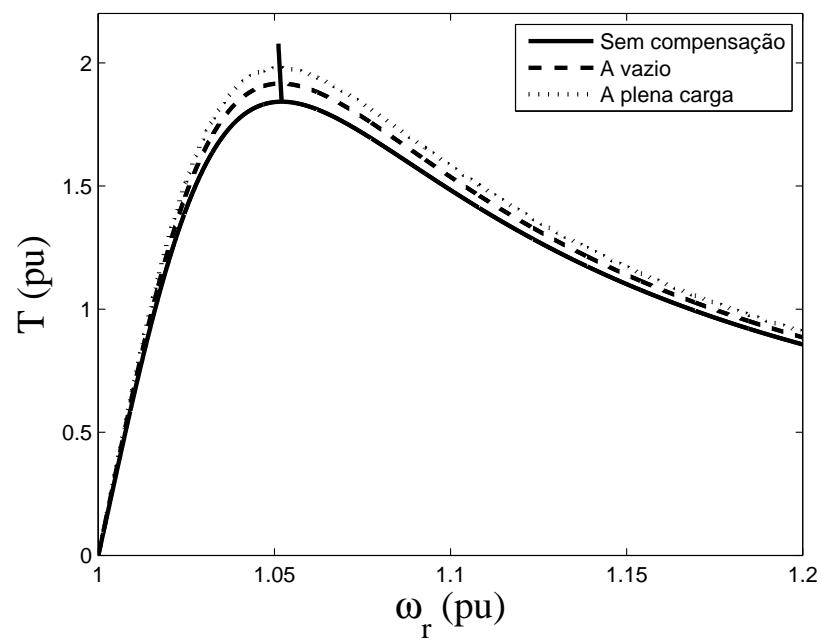


Figura 25: Efeito da capacitância na curva de torque com a máquina 3.

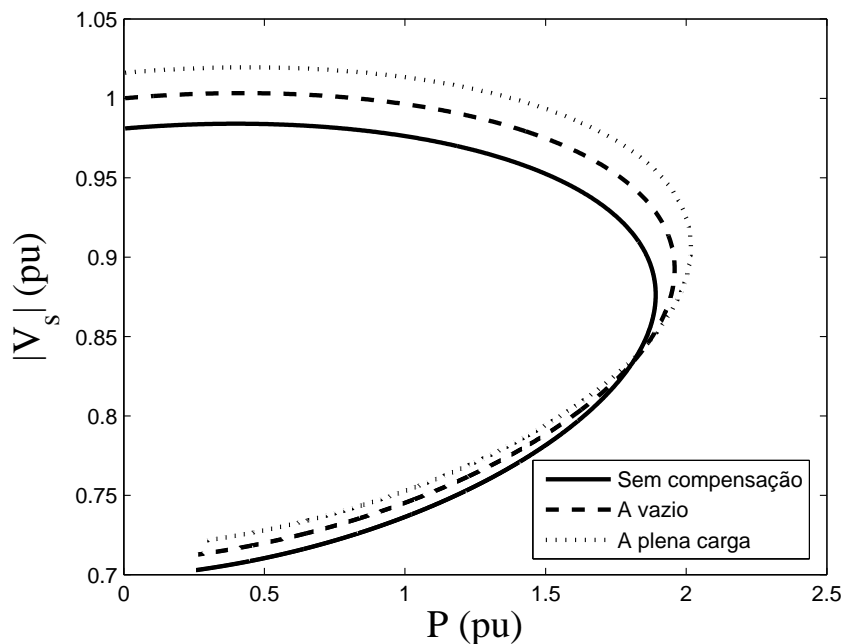


Figura 26: Curva $P \times V$ da máquina 1.

aplicado ao eixo da turbina. Para torques superiores ao máximo torque do gerador o modelo do sistema não possui solução. Posto isso, é definido então como limite de estabilidade estática o máximo torque aplicável ao eixo do rotor do gerador sem a perda da estabilidade.

Partindo do torque nulo, para cada valor de torque aplicado até o LEE existem dois valores de equilíbrio, que convergem para um valor único quando o LEE é atingido. Para valores de torque aplicados ao eixo da turbina superiores ao LEE o sistema MBI não apresenta solução estática.

Os efeitos dos parâmetros de rede na estabilidade estática do sistema MBI podem ser sumarizados em:

- A diminuição da potência de curto-circuito do sistema MBI tem influência negativa no LEE . O aumento da potência de curto-circuito leva a redução das perdas de tensão na linha acarretando uma maior tensão terminal no gerador. Essa maior tensão terminal é que permite um maior torque eletromagnético de contraposição ao torque mecânico aplicado;
- A redução da relação X/R da linha tem um efeito benéfico no LEE do sistema MBI. Quanto menor o ângulo de fase da impedância de linha maior o LEE , em razão de um aumento da magnitude da tensão terminal do gerador. No entanto esse efeito apresenta grande variação em uma faixa intermediária de valores, sendo que para valores mais extremos, como relações X/R muito elevadas ou muito menores que 1 a influência da variação do parâmetro não é considerável;
- O incremento de compensação de potência reativa no sistema MBI é vantajoso do ponto de vista de estabilidade estática. No entanto a contribuição no LEE é pequena para a faixa de valores típicos de compensação, que abrange a inexistência de compensação até a compensação de fator de potência do sistema operando despachando potência nominal.

O comportamento qualitativo do sistema para a variação dos parâmetros de rede do modelo é apresentado, indicando através de estudos numéricos a influência destes no *LEE*.

O limite de estabilidade estática está ligado a capacidade do gerador de contrapor o torque mecânico aplicado ao eixo da turbina. Caso o torque mecânico aplicado seja superior ao *LEE* do sistema, a velocidade de rotor cresce indefinidamente não havendo solução estável. Para um torque mecânico aplicado ao eixo da turbina igual ao *LEE* o sistema MBI apresenta apenas uma solução estável, caracterizando a situação limite da estabilidade estática do sistema MBI. Para valores de torque mecânico aplicados ao eixo da turbina inferiores ao *LEE* o sistema apresenta dois valores de equilíbrio.

O capítulo 4 caracteriza os pontos de equilíbrio obtidos na análise estática como soluções estáveis ou instáveis do sistema.

4 ANÁLISE DA ESTABILIDADE DINÂMICA

4.1 Introdução

O presente capítulo da dissertação tem como foco o estudo da estabilidade dinâmica do sistema MBI com gerador de indução de rotor em gaiola. A análise dinâmica é válida para excursão de pequenos sinais em relação a um ponto de equilíbrio, sendo apropriada para a análise em relação a pequenas perturbações nas variáveis de estado (BRETAS; ALBERTO, 2000).

Em função da maneira como são definidas as estabilidades dinâmica e transitória nesta dissertação é comum encontrá-las na literatura associadas. Trabalhos que realizam a análise de estabilidade transitória o fazem frente a pequenas perturbações, como rampas de vento, e para grandes perturbações, como rajadas de vento por exemplo.

A metodologia adotada para a análise da estabilidade dinâmica nesta dissertação é baseada na avaliação dos autovalores do modelo linearizado do sistema MBI apresentado no capítulo 2. A análise da estabilidade dinâmica apresentada neste capítulo tem por objetivo primeiramente a obtenção de resultados analíticos, que permitam interpretações gerais, e depois um entendimento da influência dos parâmetros da linha sobre esta estabilidade e no comportamento dinâmico do sistema quando sujeito a pequenas perturbações.

Em (MOURA; BARROS; MOTA, 2006) é possível encontrar uma análise de estabilidade dinâmica através do estudo dos autovalores do sistema linearizado para sistemas de potência equipados com unidades geradoras eólicas de velocidade fixa e de velocidade variável. Em (PAULA, 2005) o estudo de estabilidade dinâmica para máquinas de indução de rotor em gaiola é realizado para as máquinas operando como motores.

Na seção 4.2 são determinadas as condições para a estabilidade dinâmica do sistema MBI, baseadas na posição dos autovalores do sistema linearizado. Condições para a existência de autovalores nulos, que marcam a transição da condição de operação estável para a instável, e de condições mais gerais de estabilidade baseadas no teorema de Routh-Hurwitz são determinadas.

Nas seções 4.3, 4.4 e 4.5 são avaliadas a influência da variação dos parâmetros potência de curto-circuito, relação X/R e capacitância de correção de fator de potência, respectivamente, na estabilidade dinâmica do sistema.

4.2 Condições para a estabilidade do sistema MBI

A estabilidade de um ponto de equilíbrio está associada à análise da resposta do modelo linearizado do sistema. Um ponto de equilíbrio será estável se a matriz Jacobiana computada neste ponto apresentar autovalores com parte real negativa (KHALIL, 1996). A Matriz Jacobiana compõem a dinâmica do modelo linerizado.

Para o sistema MBI e o vetor de variáveis de estado $x = [E_d \ E_q \ s]$ pode se obter a representação:

$$\dot{x} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \end{bmatrix} \quad (88)$$

onde as funções f_1 , f_2 e f_3 são as funções \dot{E}_d , \dot{E}_q e \dot{s} definidas por (46)-(48).

Assim a matriz Jacobiana é computada na forma J :

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial E_d} & \frac{\partial f_1}{\partial E_q} & \frac{\partial f_1}{\partial s} \\ \frac{\partial f_2}{\partial E_d} & \frac{\partial f_2}{\partial E_q} & \frac{\partial f_2}{\partial s} \\ \frac{\partial f_3}{\partial E_d} & \frac{\partial f_3}{\partial E_q} & \frac{\partial f_3}{\partial s} \end{bmatrix} \quad (89)$$

A matriz Jacobiana que rege o comportamento do modelo linearizado do sistema MBI obtida através de (89) resulta::

$$J = \begin{bmatrix} -K_1 & K_2 + s\omega_s & \omega_s E_q \\ -K_2 - s\omega_s & -K_1 & -\omega_s E_d \\ -K_5 - 2K_7 E_d & K_6 - 2K_7 E_q & 0 \end{bmatrix}$$

onde s , E_d e E_q são os valores de equilíbrio dados pelas equações (66), (67), (60) e (61). A estabilidade do equilíbrio pode ser determinada pela análise dos autovalores da matriz J . A estabilidade dinâmica será caracterizada pela condição dos autovalores da matriz J estarem todos no semiplano esquerdo do plano complexo.

A instabilidade pode decorrer da existência de autovalores reais ou autovalores complexos com parte real positiva. Esta seção dedica-se a análise da existência de autovalores reais com parte real positiva.

4.2.1 Condição para a existência de autovalores nulos

A existência de autovalores nulos para a matriz Jacobiana indica uma condição limite de estabilidade dinâmica do sistema. Esta condição pode ser caracterizada avaliando-se o determinante da matriz J , uma vez que o determinante é nulo se e somente se a matriz possui autovalores nulos.

Sendo o determinante da matriz Jacobiana:

$$|J| = \omega_s(K_2 + s\omega_s)(K_5 E_d - K_6 E_q + 2K_7(E_d^2 + E_q^2)) + \omega_s K_1 E_d (-K_6 E_d - K_5 E_q) \quad (90)$$

aplicando-se (60)-(61) é possível expressar o determinante da matriz Jacobiana do sistema MBI especificando o ponto de operação exclusivamente através do valor de escorregamento de equilíbrio:

$$|J| = \frac{\omega_s K_1}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} [-K_6(K_4(K_2 + s\omega_s) + K_3 K_1) - K_5(-K_3(K_2 + s\omega_s) + K_4 K_1)] +$$

$$\frac{\omega_s(K_2 + s\omega_s)}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} [K_5(K_4(K_2 + s\omega_s) + K_3K_1) - K_6(-K_3(K_2 + s\omega_s) + K_4K_1) + 2K_7(K_3^2 + K_4^2)]$$

Reagrupando-se os termos:

$$|J| = \frac{\omega_s K_1}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} [(K_2 + s\omega_s)(K_5K_3 - K_6K_4) - K_1(K_5K_4 + K_6K_3)] +$$

$$\frac{\omega_s(K_2 + s\omega_s)}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} [(K_2 + s\omega_s)(K_6K_3 + K_5K_4) + K_1(K_5K_3 - K_6K_4) + 2K_7(K_3^2 + K_4^2)]$$

Como $(K_5K_3 - K_6K_4) = 0$ o determinante reduz-se a:

$$|J| = -\frac{\omega_s K_1^2}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} (K_5K_4 + K_6K_3) +$$

$$\frac{\omega_s(K_2 + s\omega_s)}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} [(K_2 + s\omega_s)(K_6K_3 + K_5K_4) + 2K_7(K_3^2 + K_4^2)]$$

O termo $2K_7(K_3^2 + K_4^2)$ pode ser substituído por $-2K_2(K_5K_4 + K_6K_3)$ ¹. Fazendo-se isso tem-se:

$$|J| = -\frac{\omega_s K_1^2}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} (K_5K_4 + K_6K_3) +$$

$$\frac{\omega_s(K_2 + s\omega_s)}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} [(K_2 + s\omega_s)(K_6K_3 + K_5K_4) - 2K_2(K_6K_3 + K_5K_4)]$$

que após manipulação do segundo termo do lado direito da igualdade torna-se:

$$|J| = -\frac{\omega_s K_1^2}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} (K_5K_4 + K_6K_3) +$$

$$\frac{\omega_s(K_2 + s\omega_s)}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} (-K_2 + s\omega_s)(K_6K_3 + K_5K_4)$$

resultando na expressão mais concisa dada por:

$$|J| = \frac{\omega_s(K_5K_4 + K_6K_3)}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} (s^2\omega_s^2 - K_1^2 - K_2^2)$$

A partir do determinante da matriz Jacobiana é possível obter uma condição para a existência de autovalores nulos, uma vez que o determinante de uma matriz somente é nulo na existência de ao menos um autovalor nulo. Assim a condição para a existência de autovalores iguais a zero é:

$$|J| = \frac{\omega_s(K_5K_4 + K_6K_3)}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} (s^2\omega_s^2 - K_1^2 - K_2^2) = 0 \quad (91)$$

As soluções de (91) indicam os pontos de operação nos quais as condições para a existência de autovalores nulos são satisfeitas. Os valores de escorregamento para os quais a matriz Jacobiana apresenta autovalores nulos são:

¹Vide apêndice C para mais detalhes.

$$s = \pm \frac{\sqrt{K_1^2 + K_2^2}}{\omega_s} = \pm s_{max}$$

Somente no escorregamento de torque máximo o sistema linearizado apresenta autovalores nulos.

Portanto, do ponto de vista de autovalores reais, mudanças na estabilidade dinâmica só podem ocorrer na passagem pelo escorregamento $s = s_{max}$. Em regime permanente este escorregamento é o que resulta da aplicação de um torque mecânico igual ao LEE .

4.2.2 Condição geral de estabilidade dinâmica

A análise até aqui realizada não permite uma conclusão completa sobre a estabilidade dinâmica, pois analisa apenas o determinante da matriz Jacobiana

A partir da análise do polinômio característico da matriz Jacobiana é possível obter condições necessárias e suficientes para garantir a estabilidade de um ponto de equilíbrio. O polinômio característico da matriz Jacobiana é:

$$\lambda^3 + a_1\lambda^2 + a_2\lambda + a_3$$

com os parâmetros a_1 , a_2 e a_3 definidos como:

$$\begin{aligned} a_1 &= 2K_1 \\ a_2 &= K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2 + \omega_s(K_5E_q + K_6E_d) \\ a_3 &= \omega_s K_1(K_5E_q + K_6E_d) - \omega_s(K_2 + s\omega_s)(K_5E_d - K_6E_q + 2K_7(E_d^2 + E_q^2)) \end{aligned}$$

Aplicando o critério de Routh-Hurwitz obtêm-se três condições para a estabilidade do sistema. As condições são:

$$a_1 > 0 \tag{92}$$

$$\frac{a_1 a_2 - a_3}{a_1} > 0 \tag{93}$$

$$a_3 > 0 \tag{94}$$

4.2.2.1 Primeira Condição.

A partir da condição de estabilidade (92) tem-se que para que o equilíbrio seja estável $K_1 > 0$. Assim tem-se as seguintes inequações equivalentes:

$$K_1 > 0 \tag{95}$$

$$\frac{1}{T_0} + \frac{(X - X')(R_l B - (X_l - X_c)A)}{T_0(A^2 + B^2)} > 0 \tag{96}$$

$$\frac{A^2 + B^2 + (X - X')(R_l B - (X_l - X_c)A)}{T_0(A^2 + B^2)} > 0 \tag{97}$$

Como o termo $T_0(A^2 + B^2)$ presente no denominador é sempre um valor positivo, para que $K_1 > 0$ o numerador de (97) deve também ser um valor positivo. Posto isso a primeira condição de estabilidade pode ser expressa na forma:

$$A^2 + B^2 + (X - X')(R_l B - (X_l - X_c)A) > 0 \quad (98)$$

4.2.2.2 Segunda Condição.

Da condição de estabilidade (93) decorre que :

$$\frac{a_1 a_2 - a_3}{a_1} > 0$$

Se a primeira condição de estabilidade for satisfeita a_1 é um valor positivo, assim o critério de estabilidade reduz-se a:

$$2K_1(K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2 + \omega_s(K_5 E_q + K_6 E_d)) - \omega_s K_1(K_5 E_q + K_6 E_d) + \omega_s(K_2 + s\omega_s)(K_5 E_d - K_6 E_q + 2K_7(E_d^2 + E_q^2)) > 0$$

ou simplificando:

$$2K_1(K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2) + \omega_s K_1(K_5 E_q + K_6 E_d) + \omega_s(K_2 + s\omega_s)(K_5 E_d - K_6 E_q + 2K_7(E_d^2 + E_q^2)) > 0$$

Utilizando os valores de equilíbrio (60) e (61):

$$2K_1(K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2) + \frac{\omega_s K_1}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} (K_5(-K_3(K_2 + s\omega_s) + K_4 K_1) + K_6(K_4(K_2 + s\omega_s) + K_3 K_1)) + \frac{\omega_s(K_2 + s\omega_s)}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} ((K_2 + s\omega_s)(K_6 K_4) + K_3 K_1) - K_6(-K_3(K_2 + s\omega_s) + K_4 K_1) + 2K_7(K_3^2 + K_4^2) > 0$$

Reagrupando-se os termos:

$$2K_1(K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2) + \frac{\omega_s K_1}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} ((K_2 + s\omega_s)(K_6 K_4 - K_5 K_3) + K_1(K_5 K_4 + K_6 K_3)) + \frac{\omega_s(K_2 + s\omega_s)}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} (K_1(K_6 K_4 - K_5 K_3) + (K_2 + s\omega_s)(K_5 K_4 + K_6 K_3) + 2K_7(K_3^2 + K_4^2)) > 0$$

Como $K_6 K_4 - K_5 K_3 = 0$ e $2K_7(K_3^2 + K_4^2) = -2K_2(K_5 K_4 + K_6 K_3)^2$ obtém-se:

$$2K_1(K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2) + \frac{\omega_s K_1^2}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} (K_5 K_4 + K_6 K_3) + \frac{\omega_s(K_2 + s\omega_s)}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} (K_2 + s\omega_s)(K_5 K_4 + K_6 K_3)(s\omega_s - K_2) > 0$$

Manipulando-se algebricamente a condição de estabilidade (93) reduz-se a:

$$2K_1(K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2) + \frac{\omega_s}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} (K_5 K_4 + K_6 K_3)(K_1^2 + s^2 \omega_s^2 - K_2^2) > 0$$

²Vide Apêndice C para mais detalhes.

4.2.2.3 Terceira Condição.

Pela condição de estabilidade (94) tem-se que $a_3 > 0$. Utilizando-se novamente a definição de (60) e (61):

$$\frac{\omega_s K_1}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} (K_5(-K_3(K_2 + s\omega_s) + K_4 K_1) + K_6(K_4(K_2 + s\omega_s) + K_3 K_1)) - \frac{\omega_s(K_2 + s\omega_s)}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} ((K_2 + s\omega_s)(K_6 K_4) + K_3 K_1) - K_6(-K_3(K_2 + s\omega_s) + K_4 K_1) + 2K_7(K_3^2 + K_4^2) > 0$$

Reagrupando-se os termos, obtém-se:

$$\frac{\omega_s K_1}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} ((K_2 + s\omega_s)(K_6 K_4 - K_5 K_3) + K_1(K_5 K_4 + K_6 K_3)) - \frac{\omega_s(K_2 + s\omega_s)}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} ((K_1(K_6 K_4 - K_5 K_3) + (K_2 + s\omega_s)(K_5 K_4 + K_6 K_3) + 2K_7(K_3^2 + K_4^2)) > 0$$

Como $K_6 K_4 - K_5 K_3 = 0$ e $2K_7(K_3^2 + K_4^2) = -2K_2(K_5 K_4 + K_6 K_3)$, chega-se a expressão simplificada:

$$\omega_s \frac{K_5 K_4 + K_6 K_3}{K_1^2 + (K_2 + s\omega_s)^2} (K_1^2 + K_2^2 - s^2 \omega_s^2) > 0$$

O termo ω_s define a velocidade síncrona do sistema em *rad/s* e é sempre um valor positivo. Os termos presentes no denominador estão todos ao quadrado, e logo, são positivos também. O numerador $K_5 K_4 + K_6 K_3$, desenvolvido no Apêndice C, também apresenta valor positivo.

Desta maneira é possível definir uma região de operação da máquina para a qual o coeficiente do polinômio característico a_3 é maior que zero:

$$\begin{aligned} K_1^2 + K_2^2 - s^2 \omega_s^2 &> 0 \\ -s^2 \omega_s^2 &> -K_1^2 - K_2^2 \\ s^2 &< \frac{K_1^2 + K_2^2}{\omega_s^2} \\ s^2 &< s_{max}^2 \end{aligned}$$

Assim, para atender a condição de estabilidade (94), o ponto de operação deve estar compreendido na região de estabilidade $(-s_{max}, s_{max})$.

Na grande quantidade de análises realizadas se constatou que as duas primeiras condições de estabilidade são pouco restritivas sendo atendidas para as faixas de valores dos parâmetros utilizados nesta dissertação. Somente em condições muito particulares e incomuns os dois primeiros critérios de estabilidade do polinômio característico da matriz Jacobiana do sistema MBI não são atendidos. Assim para a região de análise dos parâmetros de rede do sistema a terceira condição de estabilidade define a região estável de operação. Logo a estabilidade dinâmica fica caracterizada quase completamente pela terceira condição. Todas as soluções pertencentes ao intervalo $(-s_{max}, 0)$ constituem soluções estáveis do sistema MBI. O conjunto de soluções pertencentes ao conjunto $(-\infty, -s_{max})$ constituem as soluções instáveis do sistema MBI.

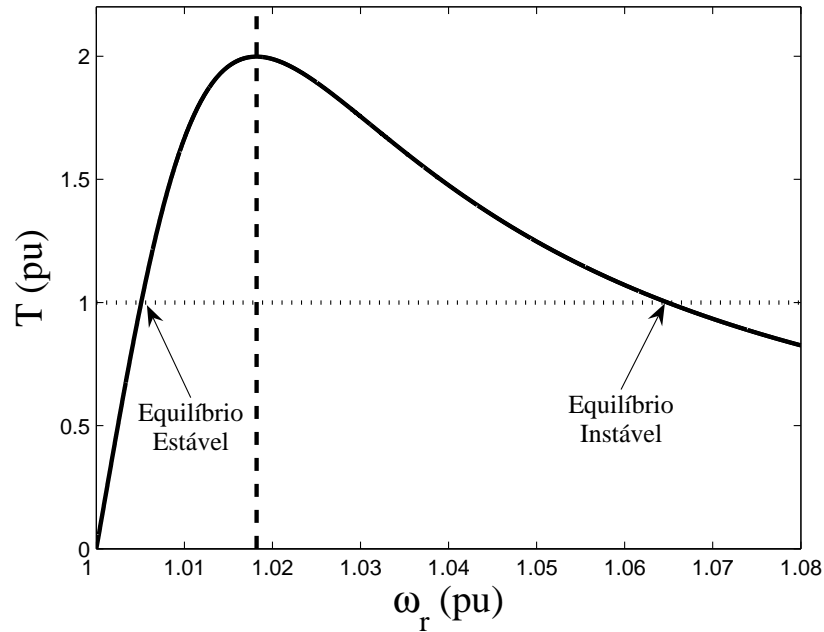


Figura 27: Regiões de estabilidade dinâmica.

Isso significa que para um dado torque aplicado ao eixo da turbina as soluções serão estável e instável como mostra a Figura 27.

Através do desenvolvimento analítico ficam apresentadas as condições necessárias para a existência de soluções estáveis. Também fica demonstrado que as condições de operação estável do sistema MBI se darão somente em velocidade supersíncronas inferiores a velocidade em que ocorre o *LEE*.

4.3 Influência na estabilidade dinâmica da S_{cc}

Nas seções anteriores foram desenvolvidas condições para a estabilidade dinâmica do sistema MBI. Na seqüência deste capítulo, esta análise é aprofundada avaliando a influência de parâmetros da linha e da compensação de energia reativa. Para esta análise serão avaliados os autovalores da matriz Jacobiana do sistema MBI.

Mantendo-se fixa a relação X/R , o valor da capacitância de correção de fator de potência os efeitos da variação do ponto de operação e da potência de curto-circuito sobre a estabilidade do sistema são avaliados.

Para cada torque aplicado até o *LEE* são computados os valores dos dois equilíbrios do sistema pelas equações de s_{e1} e s_{e2} . Estes valores são então aplicados as representações E_{ds} e E_{qs} caracterizando o ponto de equilíbrio no espaço de estados. São computadas as matrizes jacobianas nos dois pontos de operação e obtidos os seus autovalores.

Os gráficos apresentados são para o sistema operando com a máquina 1, com uma relação X/R da linha igual a 5 e para uma capacitância de compensação a vazio.

A Figura 28 apresenta o efeito na localização dos autovalores da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes potências de curto-circuito. Quanto maior a potência de curto-circuito e, conseqüentemente, menor a impedância de

linha, mais afastados da origem do plano complexo os autovalores do sistema se posicionam.

São plotados os autovalores do modelo linearizado do sistema MBI para diferentes valores S_{cc} em função do ponto de operação do gerador definido pela velocidade de rotação do gerador. Os pontos marcados por um círculo representam os autovalores do modelo do sistema operando com $\omega_r = 1$. Os pontos do plano complexo marcados com triângulos representam os autovalores para o gerador operando no s_{max} . Os pontos após o triângulo representam pontos de operação definidos por s_{e2} .

Nota-se que, de fato há um autovalor real que assume valor positivo para determinadas condições de operação. O ponto de passagem por zero ocorre exatamente quando $s = s_{max}$, conforme análise desenvolvida na seção 4.2. Note também que isto ocorre para todos os valores de S_{cc} .

A parte real dos autovalores da matriz Jacobiana do modelo linearizado do sistema MBI está associada ao tempo de resposta do sistema, uma vez que estes autovalores compõem os pólos do sistema linearizado.

Como se pode ver na Figura 29 a diminuição da S_{cc} ocasiona uma diminuição no módulo da parte real dos autovalores da matriz Jacobiana na faixa estável de operação do gerador.

Decorre disto a constatação que para sistemas operando com S_{cc} inferiores o tempo de acomodação do sistema é maior quando comparado com sistemas operando com uma S_{cc} maior, como pode ser visto na Figura 34.

A redução da potência de curto-circuito também provoca uma alteração no comportamento do amortecimento dos modos complexos do sistema conforme mostra a Figura 30. Para a faixa de operação estável do gerador o amortecimento é maior quando a S_{cc} do sistema é maior. Isto pode ser observado nos sobressaltos mais pronunciados para sistemas operando com menor S_{cc} na Figura 34.

Nas Figuras 31 a 34 estão apresentadas as respostas temporais do sistema para variações no ponto de operação. A escala apresenta uma normalização com relação ao valor do salto do torque mecânico de entrada.

Nas Figuras 31 a 33 são apresentados os resultados da influência do ponto de operação na resposta temporal do sistema linearizado. São plotadas as respostas temporais do torque eletromagnético do gerador para saltos de 1% do torque mecânico de entrada. Para representar o efeito da variação do ponto de operação nos autovalores do sistema são plotadas as respostas temporais em duas condições de operação: para um torque mecânico inicial de zero, e para um torque mecânico de 1 pu.

4.4 Influência na estabilidade dinâmica da relação X/R

Esta seção dedica-se a avaliar a influência da variação da relação X/R da linha na estabilidade dinâmica do sistema MBI. Os resultados apresentados são obtidos para uma $S_{cc} = 12,5$ e um capacitor de correção de fator de potência ajustado para compensar o gerador operando a vazio.

A Figura 35 apresenta a influência da alteração da relação X/R da impedância de linha na localização dos autovalores da matriz Jacobiana do sistema MBI operando com a máquina 1. Os autovalores do sistema linearizado não se alteram de maneira significativa com a alteração da relação X/R da impedância de linha na faixa de valores avaliada.

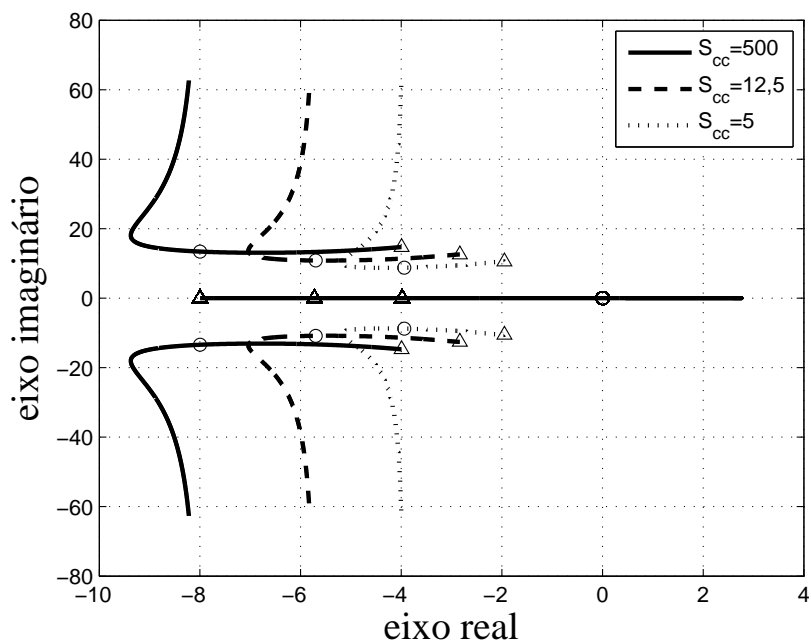


Figura 28: Localização dos autovalores da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes potências de curto-circuito.

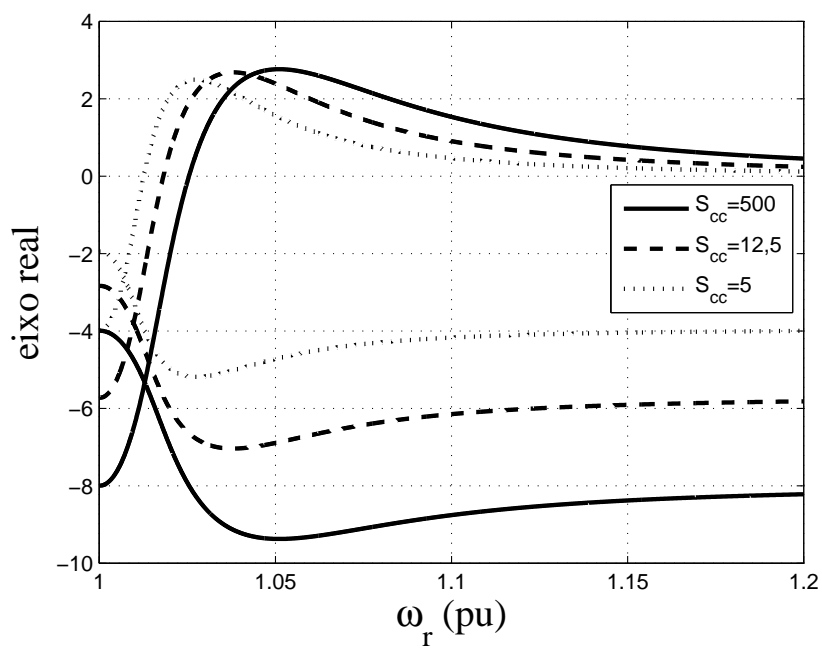


Figura 29: Parte real dos autovalores da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes potências de curto-circuito.

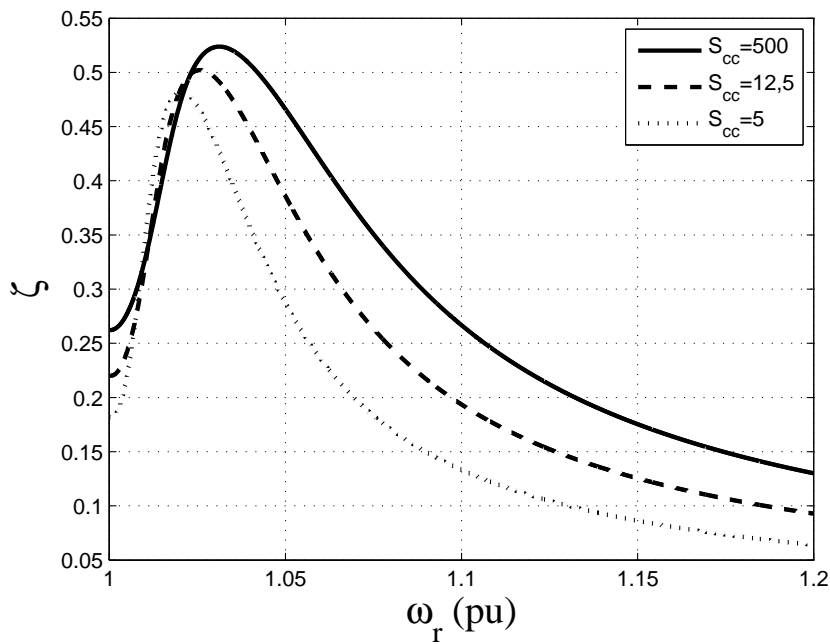


Figura 30: Amortecimento dos autovalores complexos da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes potências de curto-circuito.

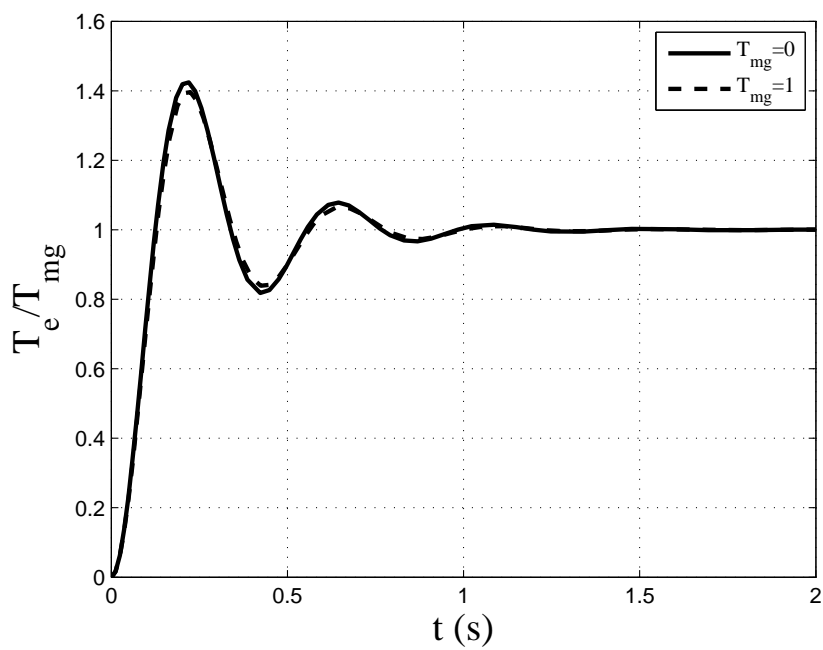


Figura 31: Resposta do torque eletromagnético a um degrau de torque mecânico para $S_{cc} = 500$.

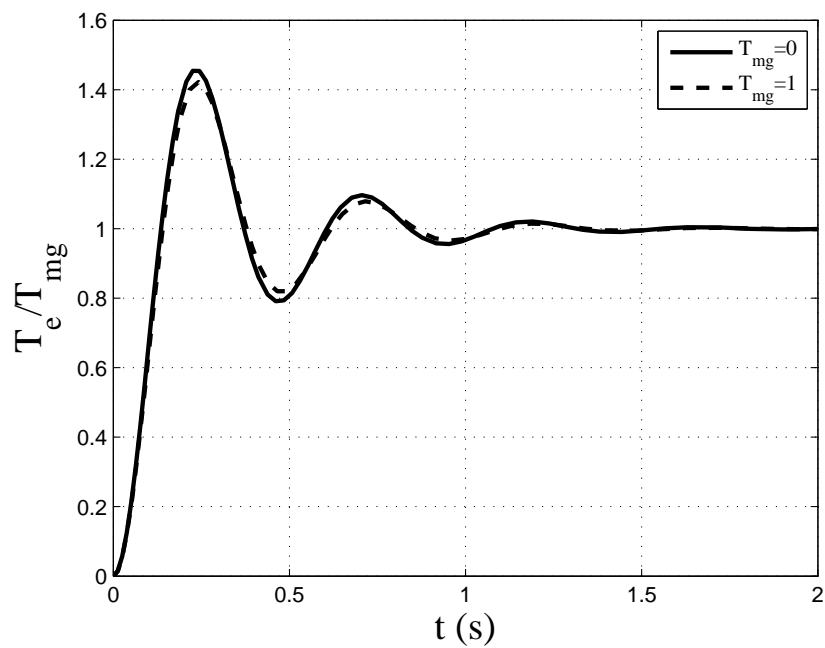


Figura 32: Resposta do torque eletromagnético a um degrau de torque mecânico para $S_{cc} = 12, 5$.

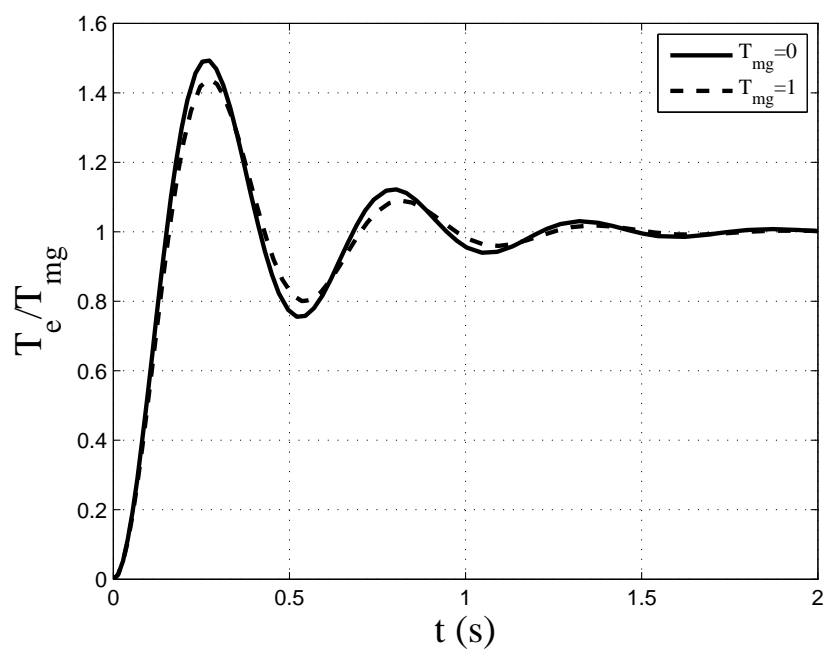


Figura 33: Resposta do torque eletromagnético a um degrau de torque mecânico para $S_{cc} = 5$.

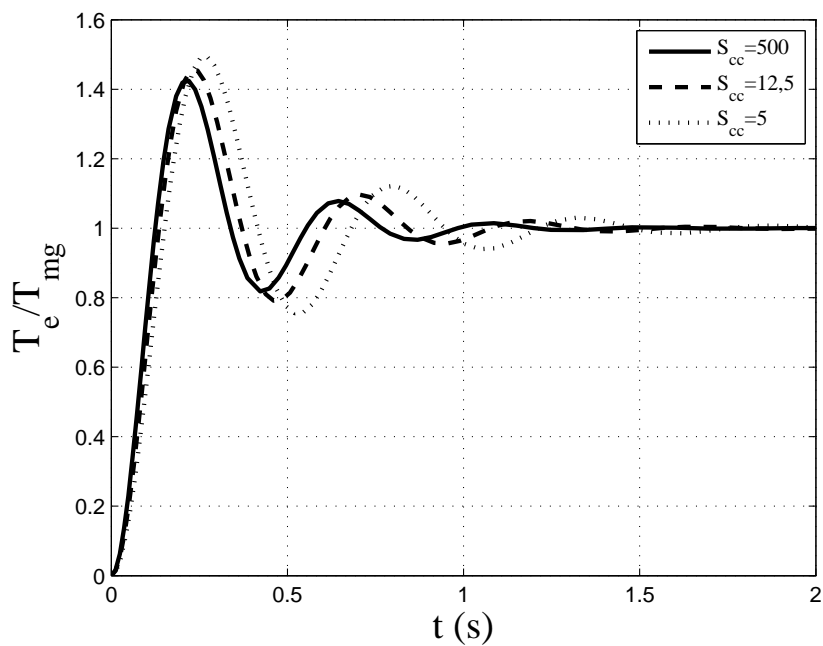


Figura 34: Resposta do torque eletromagnético a um degrau de torque mecânico para diferentes potências de curto-circuito.

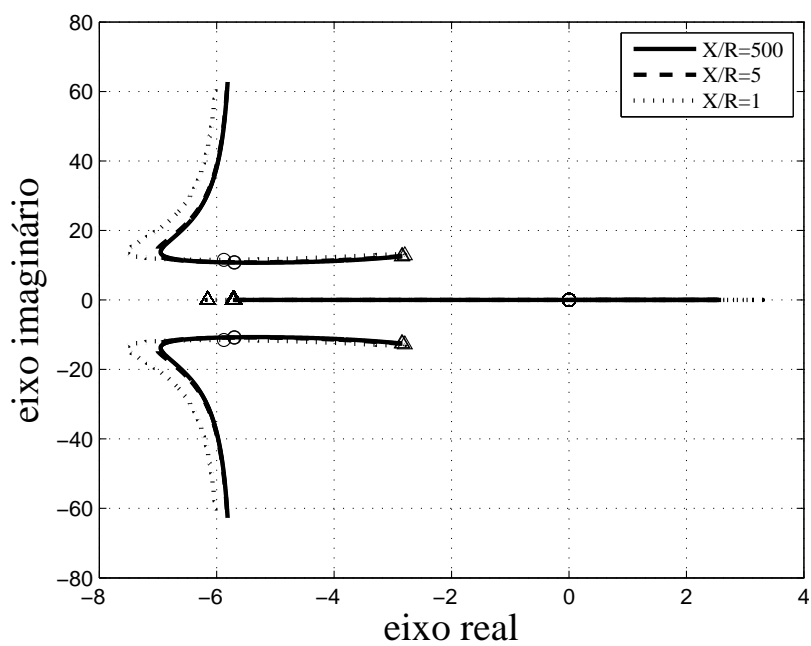


Figura 35: Localização dos autovalores da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes relações X/R .

A Figura 35 apresenta a influência da alteração da relação X/R da impedância de linha na parte real dos autovalores da matriz Jacobiana do sistema MBI operando com a máquina 1.

Como visto no capítulo anterior a alteração da relação X/R não produz um efeito muito pronunciado em s_{max} . Como é justamente neste escorregamento que ocorre a transição da faixa dinâmica estável para a instável, nota-se que durante toda a faixa estável de operação o sistema que opera com uma relação X/R de impedância de linha menor apresenta autovalores com parte real de magnitude maior. Como explicado na seção anterior a alteração do módulo da parte real dos autovalores tem influência no tempo de resposta do sistema. Porém a variação é menos significativa na parte real dos pólos complexos do que na magnitude do pólo real.

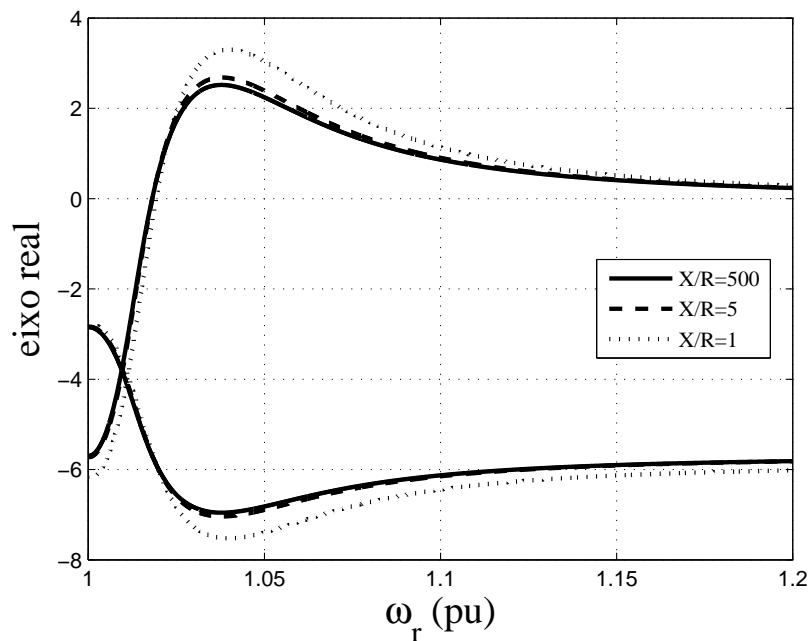


Figura 36: Parte real dos autovalores da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes relações X/R .

A Figura 37 apresenta a influência da alteração da relação X/R da impedância de linha no amortecimento do par complexo de autovalores da matriz Jacobiana do sistema MBI operando com a máquina 1. A diminuição da relação X/R da impedância de linha leva a uma diminuição no amortecimento do par complexo de autovalores.

Da análise da influência dos autovalores da matriz Jacobiana do sistema MBI constata-se uma diminuição na parte real dos autovalores e de uma diminuição do amortecimento do par complexo de autovalores, o que pode implicar em uma resposta temporal mais rápida com a diminuição da relação X/R , porém com oscilações menos amortecidas.

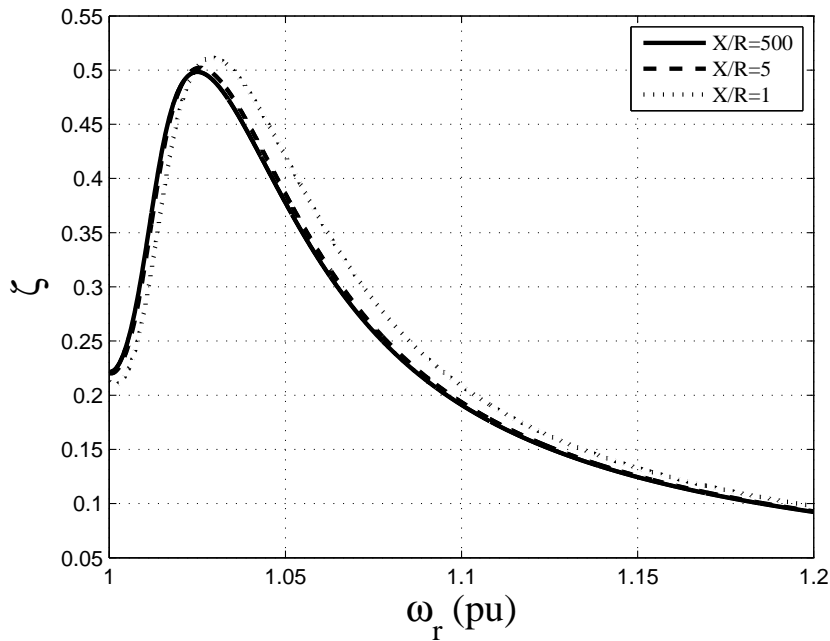


Figura 37: Amortecimento dos autovalores complexos da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes relações X/R .

4.5 Influência na estabilidade dinâmica da capacitância de correção de fator de potência

Os gráficos apresentados referem-se ao sistema MBI operando com $S_{cc} = 12,5$, relação X/R da impedância de linha igual a 5. A metodologia adotada para análise é idêntica a das duas seções anteriores com exceção do fato de que o parâmetro sujeito à variação é a capacitância de correção de fator de potência presente nos terminais do gerador.

Como pode ser visto nas Figuras 38 a 40 a variação da capacitância de correção de fator de potência provoca alterações desprezíveis na localização dos autovalores da matriz Jacobiana. Como praticamente não existe alteração da posição dos autovalores da matriz Jacobiana com a alteração da capacitância de correção de fator de potência, tanto a parte real dos autovalores como o amortecimento do par complexo de autovalores não se altera com a variação da compensação de energia reativa.

Como os autovalores da matriz Jacobiana praticamente não se alteram com a variação da capacitância de correção de fator de potência é de se esperar que a resposta temporal do sistema não seja significativamente influenciado pela capacitância de correção de fator de potência.

4.6 Conclusões

Neste capítulo foi realizada uma análise da estabilidade dinâmica do sistema MBI. Inicialmente foram desenvolvidas expressões analíticas que definem condições para a estabilidade dinâmica do sistema e em seguida realizado um estudo dos autovalores do sistema linearizado.

As condições de estabilidade dinâmica são apresentadas em função dos parâme-

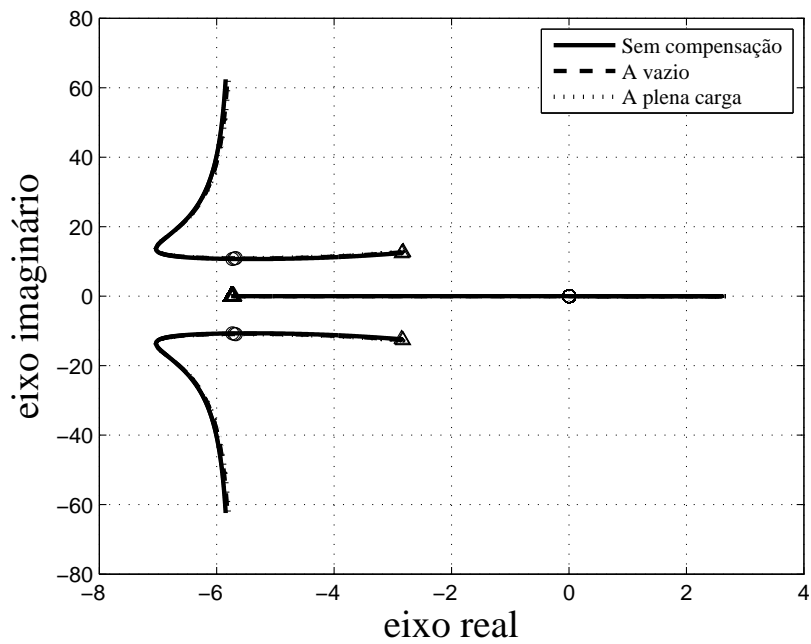


Figura 38: Localização dos autovalores da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes capacitâncias de compensação de fator de potência.

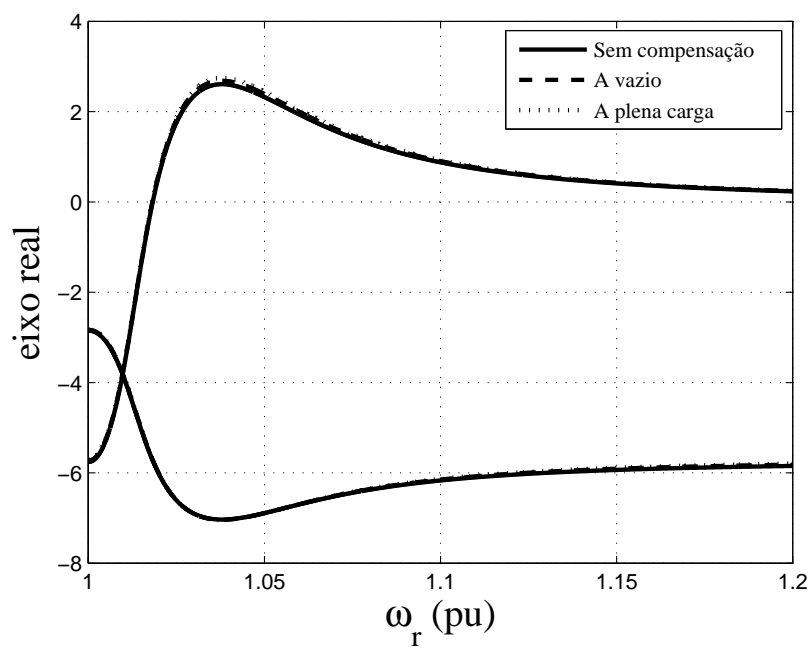


Figura 39: Parte real dos autovalores da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes capacitâncias de compensação de fator de potência.

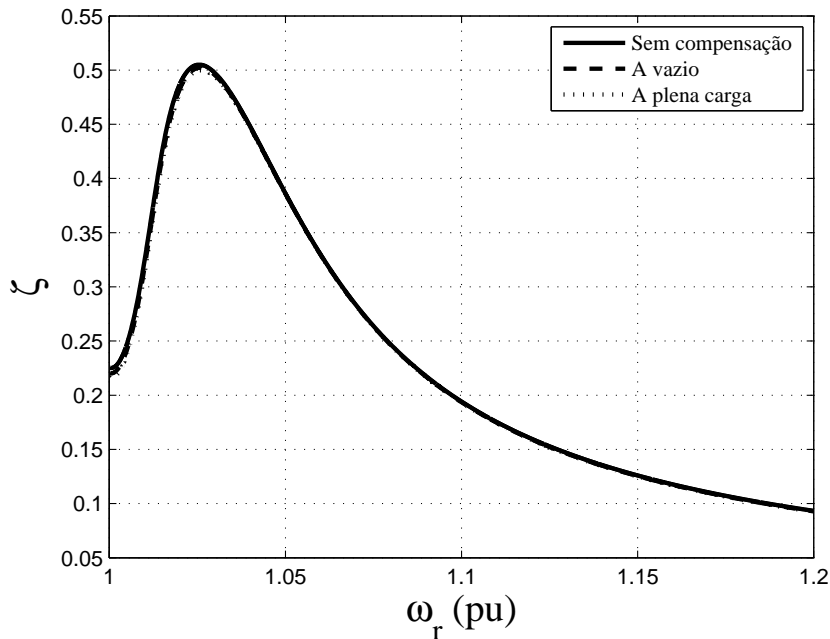


Figura 40: Amortecimento dos autovalores complexos da matriz Jacobiana em função do ponto de operação para diferentes capacitâncias de compensação de fator de potência.

tros do modelo R_l e X_l . A análise numérica e as simulações são apresentadas em função dos parâmetros S_{cc} e da relação X/R por simplicidade de análise.

Fica determinada a pouca influência dos parâmetros de rede na estabilidade dinâmica do sistema. Havendo soluções estáticas a velocidade de operação do sistema praticamente determina a caracterização destes equilíbrios como estáveis ou instáveis.

Apesar disso a alteração dos parâmetros de rede mostra a sua influência na resposta temporal do sistema MBI. Através do estudo dos autovalores da matriz Jacobiana é possível avaliar a influência da alteração dos parâmetros de rede na resposta do sistema frente a pequenas perturbações. Questões como tempo de acomodação e sobrepasso da resposta do sistema são avaliados e apresentados.

A diminuição da potência de curto-circuito do sistema causa uma diminuição no amortecimento dos modos complexos do sistema levando a um maior sobrepasso da resposta temporal do sistema. É consequência também da diminuição da potência de curto-circuito do sistema o aumento do tempo de acomodação, em razão do aumento da parte real dos autovalores da matriz Jacobiana.

A diminuição da relação X/R da linha acarreta em uma perda de amortecimento dos autovalores complexos do sistema e uma diminuição na parte real dos autovalores, implicando em uma resposta temporal mais lenta e com maior sobrepasso. Tal como na análise da estabilidade estática, para a faixa intermediária de valores de relação X/R esse comportamento é acentuado, sendo pouco considerável na faixa de valores típicos.

O aumento da capacitância de compensação de potência reativa no sistema leva a um aumento no amortecimento dos autovalores complexos da matriz Jacobiana e a uma redução do módulo da parte real dos autovalores do sistema. No entanto o efeito

da capacitância de compensação de potência reativa se mostrou pouco considerável com relação ao posicionamento dos autovalores do modelo linearizado do sistema para a faixa de análise relativa aos valores tipicamente utilizados.

5 ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

5.1 Introdução

O presente capítulo desta dissertação tem como objetivo investigar o efeito dos parâmetros de rede na estabilidade transitória do sistema MBI com gerador de indução de rotor em gaiola, estando esta relacionada a capacidade do sistema de operar de maneira estável após grandes perturbações nas variáveis de estado do sistema.

A técnica de linearização utilizada no Capítulo 4 para a análise da estabilidade dinâmica é apropriada para o estudo da influência de pequenas perturbações. Para avaliar a influência de grandes perturbações nas variáveis de estado do sistema uma análise que leve em consideração as não-linearidades intrínsecas do processo deve ser utilizada.

O modelo utilizado para as análises de estabilidade estática e dinâmica é inadequado para estudos de estabilidade transitória. No entanto, o uso de modelos mais completos implica um aumento de complexidade que dificulta o desenvolvimento analítico para a questão da estabilidade transitória. Assim a análise transitória realizada neste capítulo se dá por meio de simulações computacionais.

O critério utilizado para avaliar a estabilidade transitória do sistema MBI nesta dissertação é o tempo crítico de falta (TCF). O TCF consiste do maior tempo de falta aplicável ao sistema sem a perda da estabilidade da unidade geradora de energia eólica. Essa é uma medida de estabilidade corrente para a análise de estabilidade de sistemas de potência citeakhmatov2003mat,salman2003wmc.

Outra técnica de avaliação da estabilidade transitória em sistemas de potência, particularmente em unidades geradoras eólicas, é através de curvas de suportabilidade (MEDEIROS et al., 2005; SALMAN; BADRZADEH; PENMAN, 2004). As curvas de suportabilidade de aerogeradores indicam quais são os níveis de tensão que devem ser mantidos pelo parque eólico no caso de faltas na linha, bem como os tempos máximos de recuperação da magnitude da tensão.

A seção 5.2 que inicia o capítulo de análise da estabilidade transitória do sistema MBI é dedicada ao desenvolvimento e apresentação da metodologia de análise utilizada. Análises preliminares são apresentadas para embasar o modelo empregado para análises transitórias. Também é apresentada a metodologia utilizada nesta dissertação para a análise da estabilidade transitória do sistema.

Nas seções 5.3, 5.4 e 5.5 são apresentados, respectivamente, os efeitos da variação dos parâmetros potência de curto-circuito, relação X/R da linha e capacitância de compensação de energia reativa no TCF, que é o indicador de estabilidade transitória adotado.

5.2 Metodologia para análise de estabilidade transitória

Esta seção destina-se ao desenvolvimento e apresentação da metodologia adotada para a análise da estabilidade transitória do sistema MBI. A primeira subseção apresenta resultados preliminares nos quais foram baseadas as decisões para a escolha da metodologia de análise adotada. A subseção seguinte apresenta considerações acerca do modelo utilizado para análises transitórias. Na última subseção é apresentada a metodologia adotada para a análise da estabilidade transitória, juntamente com os critérios utilizados e a forma como foi realizada a análise.

As simulações foram realizadas utilizando o modelo de gerador de indução de rotor em gaiola de quinta ordem, representado pelas equações (3)-(9), presente na biblioteca SimPowerSystem do software de simulação MATLAB. Os demais elementos do sistema; como resistências, indutâncias, fontes de tensão e dispositivo simulador de falta, também fazem parte da biblioteca do ambiente de simulação Simulink do MATLAB.

5.2.1 Análises preliminares

Como já mencionado, o parâmetro de medida da estabilidade transitória adotado é o TCF. Nesta subseção são avaliados sobre o TCF os fatores tipo da falta e nível de carregamento do gerador a fim de definir qual a situação crítica para o TCF.

Os valores de TCF apresentados são obtidos através de simulações sucessivas. O tempo da falta é incrementado até a condição de instabilidade do sistema. Os resultados são apresentados com precisão de $1ms$.

A Tabela 1 apresenta o TCF em função do tipo de falta utilizado. Foram consideradas faltas sólidas, ou seja, com impedâncias de falta nulas. O TCF apresentado refere-se ao sistema MBI operando com a máquina 1, despachando potência nominal. O sistema opera com $S_{cc} = 12,5$ e relação $X/R = 5$. O capacitor de correção de fator de potência tem seu valor ajustado para a compensação da máquina operando a vazio. Como pode se constatar a pior condição é a ocorrência de uma falta trifásica com o terra.

Tabela 1: TCF em ms em função do tipo de falta.

Tipo de Falta	TCF(ms)
Falta trifásica-terra	459
Falta trifásica	461
Falta bifásica-terra	673
Falta bifásica	878
Falta monofásica-terra	2725

A Tabela 2 apresenta os valores de TCF em função do ponto de operação do parque eólico. Foram realizadas faltas trifásicas-terra no estator do gerador para o sistema equipado com a máquina 1. O sistema opera com $S_{cc} = 12,5$ e relação $X/R = 5$. O capacitor de correção de fator de potência tem seu valor ajustado para a compensação a vazio da máquina.

Quanto maior potência injetada na rede menor é o TCF. Na ocorrência da falta a potência mecânica fornecida ao aerogerador é toda convertida em energia cinética acelerando o rotor da máquina. Quanto maior a potência mecânica fornecida ao

sistema no momento da ocorrência da falta mais rapidamente o gerador acelera ao ponto de instabilidade.

Tabela 2: TCF em ms em função da potência útil despachada pelo aerogerador.

Potência Gerada	TCF(ms)
100%	459
90%	606
85%	742
75%	1170

5.2.2 Modelo do aerogerador para análises transitórias

O modelo matemático utilizado nos Capítulos 3 e 4 não pode ser aplicado a estudos de estabilidade transitória. Ainda que as simplificações utilizadas para dar origem ao modelo empregado não influenciem significativamente os resultados das análises de estabilidade estática e dinâmica, um modelo mais elaborado deve ser utilizado nesta parte da análise da estabilidade do sistema MBI. Nesta subseção é apresentada a influência do modelo mecânico do aerogerador no TCF.

Na Tabela 3 encontram-se os valores de TCF para diferentes modelagens para o sistema mecânico do aerogerador. O primeiro modelo considerada torque constante aplicado ao gerador. Nos demais modelos é considerado o efeito aerodinâmico da turbina representado pela curva C_p apresentada no Capítulo 2, primeiramente com o modelo mecânico de massa única e depois com o modelo de duas massas. A frequência de oscilação natural do sistema mecânico considerada nas simulações realizadas com o modelo de duas massas $\omega_n = 4Hz$ (TRUDNOWSKI et al., 2004).

Os valores apresentados são para faltas trifásicas-terra no estator do gerador. O sistema está equipado com a máquina 1 despachando a potência ativa nominal do aerogerador. Os parâmetros de rede são $S_{cc} = 12,5$, relação $X/R = 5$ e capacitor de correção de fator de potência ajustado para a compensação da máquina operando a vazio.

Tabela 3: TCF em ms em função do modelo mecânico utilizado.

S_{cc}	T constante	aerodinâmico da turbina	duas massas
500	863	1198	1123
12,5	403	469	459
5	165	172	149

O uso de modelos menos elaborados do sistema mecânico do aerogerador implica alterações do TCF do sistema. O modelo de torque constante é o que apresenta na maior parte dos casos os resultados mais conservadores. Contribui para isto a adoção do comportamento aerodinâmico da turbina do aerogerador nos outros dois modelos. O aumento da velocidade de rotação do rotor para uma mesma velocidade de vento aplicada à turbina leva a uma alteração no C_p . Essa alteração acarreta em uma perda de torque mecânico aplicado ao gerador de indução. Assim na ocorrência de uma falta, o modelo de torque constante é incapaz de representar

este fenômeno de alteração do torque mecânico aplicado ao gerador de indução em função da velocidade de rotação do mesmo.

Na comparação dos resultados entre os modelos que consideram o comportamento aerodinâmico da turbina, o modelo que leva em consideração também a interação mecânica entre o eixo do rotor do gerador e o eixo da turbina apresenta TCF menores que o do modelo de massa única. O modelo de duas massas considera a energia torsional acumulada no acoplamento entre a turbina e o gerador (AKHMATOV, 2003), e que na ocorrência da falta, é transferida para o gerador. Esse fenômeno leva à diminuição de TCF vista na Tabela 3.

Porém faz-se necessário destacar a importância da definição adequada do coeficiente de rigidez do eixo para uma correta estimativa da estabilidade do sistema (LEDESMA; USAOLA; RODRÍGUEZ, 2003). O valor da frequência natural de oscilação do sistema mecânico defini o valor do coeficiente de rigidez do sistema mecânico, influenciando no TCF do sistema.

Nas Tabelas 4 a 6 estão apresentados os valores de TCF para duas frequências de oscilação diferentes em diversas condições de operação. Os valores apresentados são para faltas trifásicas-terra no estator do gerador. O sistema está equipado com a máquina 1 sendo despachada a potência nominal da máquina.

Os valores de frequência de oscilação do sistema mecânico utilizada são valores apresentados na literatura sobre o assunto (AKHMATOV, 2003; TRUDNOWSKI et al., 2004).

Para a análise da influência da S_{cc} a relação X/R foi mantida igual a 5 e o capacitor de correção de fator de potência ajustado para compensar o gerador operando a vazio.

Tabela 4: TCF em ms em função da frequência natural de oscilação para diferentes S_{cc} .

S_{cc}	$\omega_n = 1,7$	$\omega_n = 4$
500	1195	1123
12,5	494	459
5	105	149

Para a análise da influência da relação X/R da linha do sistema MBI a S_{cc} é mantida igual a 12,5 e o capacitor de correção de fator de potência ajustado para compensar o gerador operando a vazio.

Tabela 5: TCF em ms em função da frequência natural de oscilação para diferentes relações X/R .

X/R	$\omega_n = 1,7$	$\omega_n = 4$
500	380	420
5	494	459
1	724	640

Para a análise da influência da capacitância de correção de fator de potência a S_{cc} do sistema MBI é mantida igual a 12,5 e a relação X/R da linha fixada em 5.

Tabela 6: TCF em ms em função da frequência natural de oscilação para diferentes compensações de fatores de potência.

X_c	$\omega_n = 1,7$	$\omega_n = 4$
Sem compensação	442	431
Compensação a vazio	494	459
Compensação a plena carga	520	480

Pode-se perceber a influência da utilização de diferentes valores de frequência natural de oscilação do sistema mecânico no TCF do sistema MBI em todas as situações. Destaca-se a influência de forma diferenciada dependendo da situação de análise. Para valores mais elevados de S_{cc} o sistema mecânico com menor ω_n leva a um TCF superior. No entanto em valores menores essa situação se inverte e o sistema mecânico com maior ω_n apresenta um TCF consideravelmente superior. Efeito semelhante é percebido com o aumento da relação X/R da linha do sistema MBI.

5.2.3 Metodologia adotada

Com base nos resultados dos estudos realizados na subseção anterior definiu-se como pior condição de operação, do ponto de vista do TCF, o sistema operando injetando potência nominal na rede e sofrendo uma falta trisfásica-terra nos terminais do estator da máquina. É exatamente nessa condição em que é analisado o TCF apresentado no restante deste capítulo.

Todos os valores de TCF apresentados têm uma precisão de $1 ms$, sendo obtidos os valores através de simulações sucessivas com o incremento do tempo de falta até a condição de instabilidade do sistema MBI.

São avaliadas as influências dos parâmetros de rede do sistema potência de curto-circuito, relação X/R da linha e capacitância de correção de fator de potência sobre o TCF. Durante a análise de um dos parâmetros os outros dois parâmetros de rede são mantidos fixos.

Para as análises de TCF utilizadas para o estudo da estabilidade transitória do sistema MBI é feito uso de um modelo mais completo do aerogerador. O modelo do gerador elétrico é o modelo de quinta ordem, que leva em consideração os fenômenos transitórios de fluxo magnético do estator do gerador. O modelo mecânico empregado leva em consideração tanto o comportamento aerodinâmico da turbina quanto a dinâmica do acoplamento mecânico entre a turbina e o gerador. A frequência natural de oscilação do sistema mecânico utilizada para as simulações é de $\omega_n = 4Hz$. Durante a simulação das faltas a velocidade de vento na turbina permanece constante.

5.3 Influência da potência de curto-circuito no TCF

Para a análise da influência da variação da S_{cc} do sistema MBI no TCF forma consideradas fixas a relação X/R em 5 e a capacitância de correção de fator de potência ajustada para compensação a vazio do gerador.

As Tabelas 7 a 9 apresentam os valores de TCF. Para sistemas com alta potência de curto-circuito e, conseqüentemente, baixa impedância de linha, o sistema apresenta

TCF maiores. O incremento da impedância de linha, ou a diminuição da potência de curto-circuito, acarreta em uma diminuição da estabilidade transitória do sistema.

Tabela 7: Influência da S_{cc} no TCF para a máquina 1.

S_{cc}	TCF(ms)
500	1123
250	1103
100	1039
50	907
25	665
12,5	459
10	354
7,5	271
5	149

Tabela 8: Influência da S_{cc} no TCF para a máquina 2.

S_{cc}	TCF(ms)
500	∞
12,5	∞
10	1845
9	1551
7,5	1097
6	804
5	573

Tabela 9: Influência da S_{cc} no TCF para a máquina 3.

S_{cc}	TCF(ms)
500	∞
12,5	∞
10	1149
9	959
7,5	731
6	527
5	390

Os TCF infinitos obtidos em algumas situações indicam que o sistema sempre retorna a condição inicial após o término da falta por haver apenas um possível ponto de equilíbrio do sistema. Este fenômeno, mais suscetível em sistemas com aerogeradores de alto escorregamento com altos valores de S_{cc} , deve-se a incapacidade da turbina de gerar um torque mecânico superior ao torque eletromagnético do gerador para condições de grande desvio de velocidade de rotação do gerador com relação a velocidade síncrona.

O fenômeno ocorre em função das características de torque por velocidade de rotação do gerador de indução de rotor em gaiola e da turbina. Para máquinas de mais alto escorregamento, como os casos das máquinas 2 e 3, a turbina não é capaz de aplicar um torque maior do que o torque eletromagnético do gerador de indução.

Um exemplo típico desta situação é apresentado na Figura 41. A linha contínua representa o torque mecânico aplicado pela turbina no gerador durante a ocorrência da falta. Como durante a ocorrência da falta a velocidade do vento permanece constante, o λ da turbina é alterado somente pela alteração da velocidade de rotação da turbina. A curva tracejada representa o perfil de torque da máquina 2 operando com $S_{cc} = 20$ e capacitância de correção de fator de potência para compensação de energia reativa a vazio. Note que as duas curvas possuem somente um ponto de intersecção, que representa o ponto de operação pré-falta. Na ocorrência da falta o torque eletromagnético cai a zero e a turbina acelera sobre a sua curva de torque até o momento em que o torque aplicado ao gerador é zero. Ao fim da falta o torque eletromagnético do aerogerador de indução é restaurado e, como é maior que o torque acelerante aplicado pela turbina, a máquina desacelera voltando ao ponto de equilíbrio pré-falta.

Porém quando a S_{cc} do sistema é reduzida para 5 existem múltiplas intersecções da curva de torque mecânico da turbina com a curva de torque eletromagnético do aerogerador. Entre o primeiro e o segundo ponto de equilíbrio o torque da turbina é inferior ao torque do aerogerador. Entre o segundo e o terceiro ponto de intersecções a turbina possui um torque maior que o do aerogerador acelerando o sistema. Novamente após o terceiro ponto de equilíbrio o aerogerador possui um torque maior do que o da turbina. Se no momento de restabelecimento da falta o sistema acelerar após o segundo ponto de equilíbrio o sistema, tenderá ao terceiro ponto de equilíbrio onde. Como para velocidades superiores de rotação o torque eletromagnético é superior ao torque mecânico o aerogerador desacelerará, e para valores inferiores o torque mecânico superior ao torque eletromagnético acelerará o aerogerador. Assim o aerogerador permanecerá neste ponto de operação.

Apesar desta condição caracterizar a não instabilidade transitória do sistema, os sistemas de proteção de sobrevelocidade do aerogerador provavelmente operarão uma vez que para faltas mais longas o rotor tende a acelerar até velocidades da ordem de 1,5 e 1,6 *pu*, e devido ao alto consumo de potência reativa a estas velocidades de operação o ponto de equilíbrio não atenderia aos critérios operativos do sistema.

Essa característica de perda de potência mecânica com o aumento da velocidade de rotação é modelada pelo C_p da turbina, e em função da incapacidade de representar este fenômeno que não é usado torque constante nesta dissertação para a análise da estabilidade transitória do sistema MBI.

O TCF da máquina 1 é apresentado de forma de gráfica na Figura 42. A curva obtida para o TCF em função da S_{cc} é semelhante a obtida em (LEDESMA; USA-OLA, 2004). A curva apresenta pequena variação de TCF com relação a variação da S_{cc} do sistema MBI até um momento que apresenta uma variação abrupta e decai rapidamente. A semelhança entre os resultados obtidos indica uma possível relação entre o TCF e a S_{cc} do sistema.

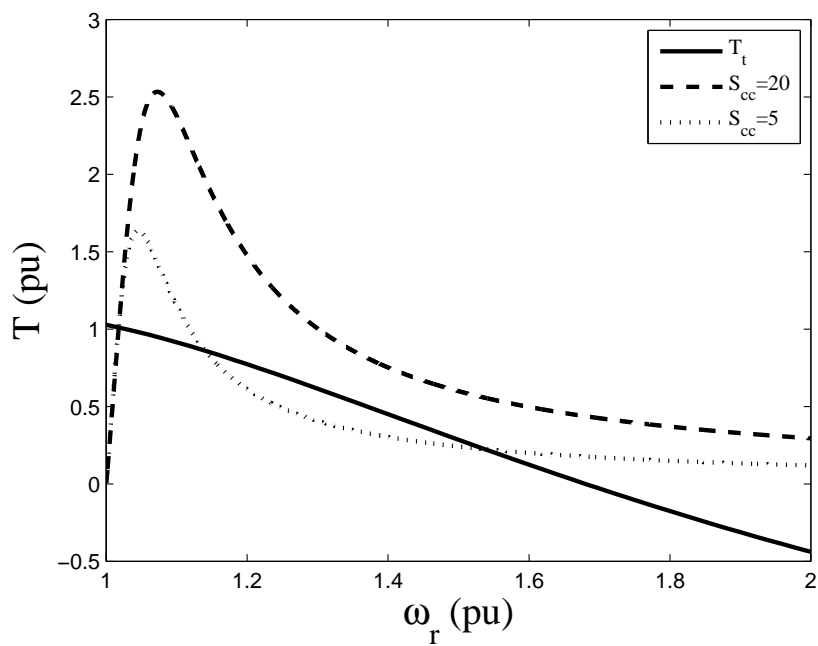


Figura 41: Perfis de torque do gerador e da turbina.

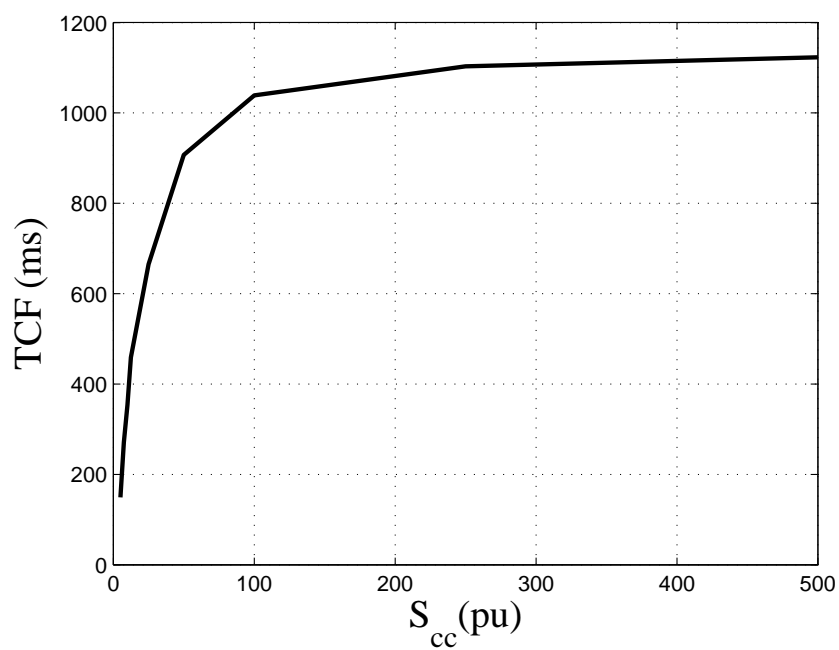


Figura 42: Efeito da variação da S_{cc} no TCF para a máquina 1.

5.4 Influência da relação X/R da linha no TCF

Para a análise da influência da variação da relação X/R da linha do sistema MBI no TCF foram consideradas as máquinas 2 e 3 operando com uma $S_{cc} = 7,5$ e a máquina 1 com uma $S_{cc} = 12,5$. Para as três máquinas analisadas o capacitor de correção de fator de potência é ajustado para compensar o gerador operando a vazio.

Nas Tabelas 10 a 12 são apresentados os valores de TCF para o sistema equipado com as máquinas 1, 2 e 3 respectivamente. Novamente os valores de TCF indicam a inexistência de uma condição de instabilidade transitória.

Para todas as máquinas avaliadas a diminuição da relação X/R da impedância de linha do sistema MBI ocasionou um aumento do TCF do sistema. Tal como nas análises estática e dinâmica na faixa de valores próxima da unidade a influência é mais pronunciada.

Tabela 10: Influência da relação X/R no TCF para a máquina 1.

X/R	TCF(ms)
500	420
25	427
10	439
5	459
1	640
1/5	1051
1/10	1424

Tabela 11: Influência da relação X/R no TCF para a máquina 2.

X/R	TCF(ms)
500	1037
25	1044
10	1059
5	1097
1	∞
1/5	∞
1/10	∞

No entanto apesar do aumento do TCF promovido pela redução da relação X/R da impedância de linha como visto no capítulo 4 a redução da relação X/R provoca uma redução no amortecimento dos autovalores do sistema. Esse fenômeno é visto na Figura 43 onde o sistema com menor relação X/R apresenta uma oscilação menos amortecida na resposta do sistema na ocorrência de uma falta.

O sistema opera com $S_{cc} = 12,5$ e capacitância de correção de fator de potência para compensar o gerador operando a vazio equipado com a máquina 1. A duração da falta aplicada é de $100ms$.

Tabela 12: Influência da relação X/R no TCF para a máquina 3.

X/R	TCF(ms)
500	664
25	677
10	698
5	731
1	1475
1/5	∞
1/10	∞

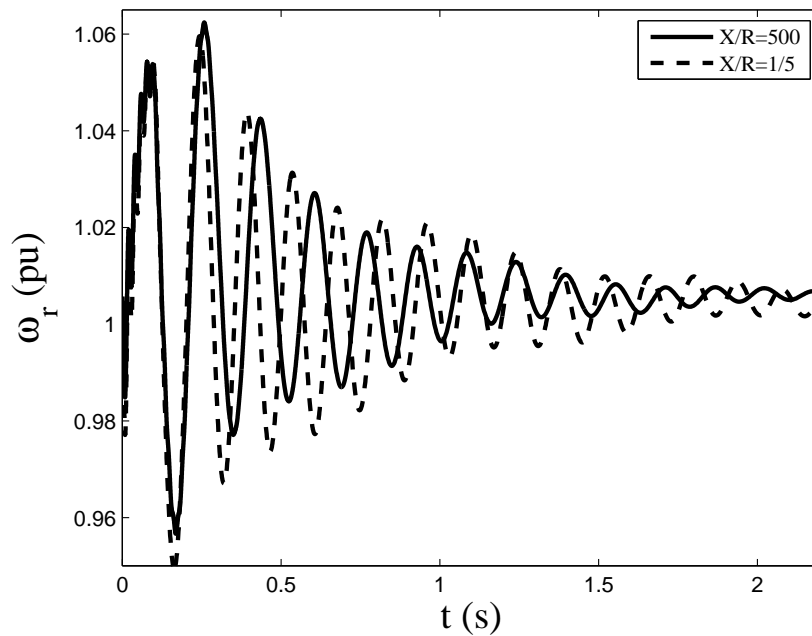


Figura 43: Resposta temporal da velocidade de rotor para uma falta de 100ms.

5.5 Influência da capacitância de correção de fator de potência no TCF

Para a análise da influência da capacitância de correção de fator de potência o sistema opera com relação X/R da impedância de linha igual a 5, e com S_{cc} de 12,5 para a máquina 1 e de 7,5 para as máquinas 2 e 3.

Nas Tabelas 13 a 15 estão apresentados os resultados da influência no TCF da variação do valor da capacitância de compensação de energia reativa do sistema MBI operando respectivamente com as máquinas 1, 2 e 3.

Para critério de comparação com os valores apresentados nas tabelas, os valores da reatância de compensação de energia reativa para compensação a vazio e compensação operando com potência nominal, são respectivamente, $X_c = 4,05$ e $X_c = 2,23$ para a máquina 1, $X_c = 3,87$ e $X_c = 2,01$ para a máquina 2 e $X_c = 3,60$ e $X_c = 2,00$ para a máquina 3. Os valores de X_c estão no sistema por unidade utilizando como valores bases os valores nominais da máquina utilizada.

Nas três máquinas avaliadas o aumento da capacitância de correção de fator de potência do sistema MBI leva a uma melhora no TCF do sistema. Entretanto o aumento do TCF é pouco significativo na faixa usual de compensação de energia reativa, que vai desde a ausência do capacitor até o ajuste a obtenção de fator de potência unitário com o gerador de indução despachando potência ativa nominal.

Tabela 13: Influência da X_c no TCF para a máquina 1.

X_c	TCF(ms)
∞	431
20	437
10	442
5	454
2,5	475
1	527

Tabela 14: Influência da X_c no TCF para a máquina 2.

X_c	TCF(ms)
∞	1035
20	1045
10	1056
5	1080
2,5	1148
1	1613

Tabela 15: Influência da X_c no TCF para a máquina 3.

X_c	TCF(ms)
∞	559
20	573
10	588
5	616
2,5	668
1	855

5.6 Conclusões

Para a análise da estabilidade transitória do sistema a utilização de um modelo mais elaborado se faz necessária. Os modelos dos sistemas elétrico e mecânico do aerogerador utilizados para as análises estática e dinâmica do sistema MBI são substituídos por modelos mais completos capazes de representar de maneira mais detalhada o comportamento do aerogerador.

É considerado como critério de medida da estabilidade transitória do sistema o TCF para faltas sólidas trifásicas-terra localizadas no estator do gerador. Os valores de TCF apresentados tem precisão de 1 ms e são obtidos através de simulações sucessivas no ambiente de simulação Simulink do programa MATLAB com o uso da biblioteca SimPowerSystem. As simulações são realizadas na condição de vento constante.

O incremento da potência de curto-circuito tem efeito benéfico sobre o TCF do sistema. Baixas potências de curto-circuito deterioram a estabilidade transitória dos sistema. O uso de conexões fortes, ou seja com baixas impedâncias de linha, se mostra vantajoso do ponto de vista transitório.

Tal como nas análises de estabilidade estática e dinâmica a relação X/R tem sua influência destacada em uma certa faixa de valores. O TCF de sistemas operando com impedâncias de linha indutivas é muito inferior ao de sistemas operando com impedâncias com teor resistivo mais elevado. No entanto esse efeito não é tão destacado na faixa de valores de relação X/R maiores do que aproximadamente 5.

O capacitor de compensação de fator de potência apresenta um pequeno efeito benéfico na estabilidade transitória do sistema. O TCF é pouco influenciado pelo aumento do valor do capacitor de compensação de potência reativa na faixa de valores que compreende a inexistência de compensação até capacitores projetados para compensar o aerogerador fornecendo potência nominal.

6 CONCLUSÕES FINAIS

A geração de energia elétrica utilizando a energia presente nos ventos como fonte primária recebeu um grande impulso nos últimos anos. No entanto o uso adequado desta fonte de energia renovável, abundante e ecológica implica um melhor conhecimento do efeito do aumento de sua penetração nos sistemas de potência a fim de se manter a qualidade da energia entregue aos consumidores.

Esta dissertação teve como foco contribuir para um melhor entendimento da estabilidade de sistemas de geração de energia eólica equipados com aerogeradores de velocidade fixa com geradores de indução de rotor em gaiola. Com o intuito de se obter relações mais gerais adotou-se a topologia MBI neste trabalho.

A questão da estabilidade do sistema de geração eólica foi decomposta em três partes: análise estática, análise dinâmica e análise transitória. Para cada uma das análises realizadas uma modelagem e um critério de estabilidade foram propostos, e com base neste critério de estabilidade um indicador da estabilidade do sistema foi apresentado. Para este indicador de estabilidade foi estudada a influência dos parâmetros de rede do sistema MBI equipado com aerogeradores de velocidade fixa com geradores de indução de rotor em gaiola. São eles: a potência de curto-circuito, a relação X/R da impedância de linha e a capacitância de correção de fator de potência presente nos terminais do gerador.

Com relação à divisão do estudo da estabilidade de sistemas de geração eólica pode-se concluir que:

- Condições analíticas para a estabilidade estática foram obtidas a partir da análise dos equilíbrios do sistema MBI equipado com aerogeradores de indução de rotor em gaiola. Foi introduzido o conceito de limite de estabilidade estática para representar esta condição, a qual reproduz a idéia usualmente conhecida de que o torque mecânico aplicado deve ser inferior ao torque eletromagnético máximo que o gerador de indução pode produzir, dentro das condições de operação em que se encontra;
- Para um valor de torque mecânico aplicado ao gerador inferior ao LEE o modelo do sistema MBI apresenta duas soluções, uma contida no intervalo $(-s_{max}, 0)$ e outra no intervalo $(-\infty, -s_{max})$, onde s_{max} é o escorregamento em que o LEE ocorre. Para a condição limite em que o torque mecânico aplicado é igual ao LEE os dois pontos de equilíbrio se fundem dando origem a um único ponto de equilíbrio que ocorre em s_{max} ;
- No contexto da estabilidade dinâmica foi realizada uma análise da matriz Jacobiana do sistema MBI. A partir disto foram deduzidas condições analíticas

para a estabilidade do modelo linearizado, as quais, no caso do aerogerador de indução de rotor em gaiola podem ser aproximadas pela condição da solução estática estar na faixa $(-\infty, -s_{max})$. Assim na existência de pontos de equilíbrio estáticos fica praticamente estabelecida a caracterização dos pontos de equilíbrio quanto a estabilidade dinâmica em função da velocidade de rotação em que eles ocorrem;

- A transição da condição dinâmica estável de operação se dá quando o autovalor real da matriz Jacobiana ultrapassa o eixo imaginário do plano complexo. Associado a isso se apresentou como indicador de estabilidade dinâmica do sistema MBI a magnitude do autovalor real da matriz Jacobiana;
- A necessidade do uso de um modelo mais elaborado para a análise da estabilidade transitória do sistema MBI impossibilitou a obtenção de condições analíticas de estabilidade transitória. Assim sendo a análise se deu pelo uso de simulações computacionais. Como indicador da estabilidade transitória do sistema MBI foi utilizado o tempo crítico de falta, que consiste do maior tempo que uma falta pode ser aplicada sem a perda da estabilidade do aerogerador. Nesta dissertação foram utilizadas faltas trifásicas ao terra, sólidas e no estator do gerador de indução.

Não obstante, a separação do estudo da estabilidade do sistema MBI, aqui realizada com fins didáticos, não é capaz de desvincular completamente as análises parciais realizadas. A condição limite para a estabilidade estática caracteriza um ponto particular da curva $T \times \omega_r$ do sistema MBI com aerogerador de indução de rotor em gaiola, caracterizando no eixo das ordenadas o máximo torque mecânico aplicável ao aerogerador para a existência de soluções estáticas e no eixo das abscissas definindo os conjuntos de soluções dinamicamente estáveis e instáveis.

O comportamento transitório do sistema é afetado pelos seus limites estáticos, uma vez que a solução estática dinamicamente instável do sistema define a máxima excursão da velocidade do gerador na ocorrência de uma perturbação. Também acrescenta-se o fato de que os autovalores do sistema linearizado estão ligados à resposta temporal do sistema quando da ocorrência da falta.

Quanto à influência das variações paramétricas dos elementos de rede do sistema MBI pode-se concluir:

- A alteração da S_{cc} do sistema MBI equipado com aerogeradores de indução de rotor em gaiola se mostrou um parâmetro extremamente influente nas três análises de estabilidade realizadas. A diminuição da S_{cc} provoca uma diminuição no LEE do sistema MBI e uma redução na velocidade em que este ocorre. Do ponto de vista dinâmico o sistema MBI operando com uma menor S_{cc} apresenta autovalores com um menor amortecimento e com uma menor parte real, ocasionando uma piora na resposta temporal do sistema. Para uma diminuição da S_{cc} ocorre também uma diminuição no TCF, caracterizando uma piora da estabilidade transitória do sistema MBI;
- A alteração da relação X/R da impedância de linha do sistema MBI de um teor mais indutivo para uma impedância mais resistiva ocasiona um aumento do LEE do sistema. Esta mesma variação da impedância de linha provoca uma

diminuição tanto no módulo da parte real dos autovalores, como no amortecimento do par complexo de autovalores da matriz Jacobiana do sistema MBI ocasionando uma piora na resposta temporal do sistema. O TCF é afetado de maneira positiva, com um aumento da estabilidade transitória do sistema MBI operando com linhas mais resistivas. Para todas as análises o efeito da variação da relação X/R da impedância de linha é mais pronunciado no entorno da unidade. Para valores muito elevados ou muito pequenos a alteração da relação X/R tem pouca influência na estabilidade do sistema MBI;

- O aumento da capacitância de correção de fator de potência apresenta uma influência positiva sobre o LEE do sistema MBI. Para valores maiores de compensação de energia reativa o sistema apresenta um maior LEE com um aumento do valor da velocidade de rotação em que este ocorre. Quanto ao comportamento dos autovalores da matriz Jacobiana do sistema, o aumento do capacitor de correção de fator de potência provoca uma redução do módulo da parte real dos autovalores e um aumento do amortecimento do par de autovalores complexos da matriz Jacobiana do sistema MBI. Na análise da estabilidade transitória do sistema MBI o aumento da capacitância de correção de fator de potência ocasiona um aumento do TCF. No entanto para a faixa de valores de capacitância de correção de fator de potência avaliadas todos os efeitos decorrentes desta variação são muito pouco pronunciados.

A questão da estabilidade é mais crítica dos pontos de vista transitório e dinâmico, uma vez que o atendimento de uma condição estática para a operação com o torque nominal do gerador de indução é sempre atendida para as análises realizadas nesta dissertação. Critérios de desempenho dinâmico e de robustez do sistema, diretamente ligados as análises de estabilidade dinâmica e transitória do sistema, influenciam de maneira mais decisiva no projeto de sistemas de geração eólica equipados com aerogeradores de rotor em gaiola.

Dentre os parâmetros de rede avaliados o que se mostrou mais influente na estabilidade do sistema MBI foi a S_{cc} do sistema, uma vez que para os valores típicos de relação X/R da impedância de linha e de capacitância de correção de fator de potência a estabilidade do sistema como um todo é pouco influenciada. Assim, especial atenção deve ser dada a este parâmetro nas análises para definição de critérios operativos para sistemas de geração eólica equipados com aerogeradores de indução de rotor em gaiola.

6.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Como sugestões para o desenvolvimento de trabalhos futuros são propostos os seguintes tópicos:

- Inclusão no modelo do sistema de controle do ângulo das pás da turbina e avaliação do seu efeito na questão da estabilidade para o desenvolvimento de técnicas de sintonia dos controladores para otimização do desempenho do sistema de geração eólica;
- Desenvolvimento de análise semelhante para sistemas de geração de velocidade variável visando estender para esse caso os resultados aqui obtidos;

- Estudo de técnicas de sintonia de controladores de sistemas de velocidade variável;
- Estudo analítico da questão de estabilidade transitória para sistemas de geração de velocidade fixa utilizando o método de Lyapunov.

REFERÊNCIAS

AKHMATOV, V. **Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power**. Kgs. Lyngby, Dinamarca: Tese (PhD Thesis) - Technical University of Denmark, 2003. 262p.

AKHMATOV, V.; NIELSEN, A.; KNUDSEN, H. Electromechanical interaction and stability of power grids with windmills. **IAESTED International Conference on Power and Energy Systems**, Marbella, Espanha, p.398–405, 2000.

ANAYA-LARA, O.; JENKINS, N.; STRBAC, G. A Power System Stabilizer for DFIG-Based Wind Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.21, n.2, p.763–772, 2006.

BAZANELLA, A. S. **Métodos Analíticos para a Síntese de Controladores em Sistemas de Potência**. Florianópolis, Brasil: Tese (Doutorado em engenharia) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 1997. 171p.

BOUKHEZZAR, B.; SIGUERDIDJANE, H. Nonlinear Control of Variable Speed Wind Turbines without wind speed measurement. **CDC-ECC'05 44th IEEE Conference on Decision and Control and 2005 European Control Conference**, [S.l.], p.3456–3461, 2005.

BRETAS, N. G.; ALBERTO, L. F. C. **Estabilidade Transitória em Sistemas Eletroenergéticos**. São Carlos, Brasil: EESC/USP, 2000.

CAMARGO SALLES, M. B. de. **Análise do Desempenho Dinâmico de Geradores Eólicos Conectados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**. Campinas, Brasil: Dissertação (Mestrado em engenharia) - Universidade Estadual de Campinas, 2004. 99p.

CARATOZZOLO, P.; FOSSAS, E.; PEDRA, J.; RIERA, J.; CENIDET, M. Dynamic modeling of an isolated motion system with DFIG. **CIEP 2000 VII IEEE International Power Electronics Congress**, [S.l.], p.287–292, 2000.

EKANAYAKE, J.; HOLDSWORTH, L.; WU, X.; JENKINS, N. Dynamic modeling of doubly fed induction generator wind turbines. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.18, n.2, p.803–809, 2003.

EKANAYAKE, J.; JENKINS, N. Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, [S.l.], v.19, n.4, p.800–802, 2004.

HANSEN, A.; SORENSEN, P.; JANOSI, L.; BECH, J. Wind farm modelling for power quality. **IECON'01 The 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society**, [S.l.], v.3, 2001.

HEIER, S. **Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems**. [S.l.]: John Wiley and Sons, 1998.

HOLDSWORTH, L.; JENKINS, N.; STRBAC, G. Electrical stability of large, offshore wind farms. **Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission**, [S.l.], p.156–161, 2001.

HOLDSWORTH, L.; WU, X.; EKANAYAKE, J.; JENKINS, N. Comparison of fixed speed and doubly-fed induction wind turbines during power system disturbances. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, [S.l.], v.150, n.3, p.343–352, 2003.

HOLDSWORTH, L.; WU, X.; EKANAYAKE, J.; JENKINS, N. Direct solution method for initialising doubly-fed induction wind turbines in power system dynamic models. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, [S.l.], v.150, n.3, p.334–342, 2003.

JABR, H. M.; KAR, N. C. Adaptive vector control for slip energy recovery in doubly-fed wind driven induction generator. **18th Annual Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering CCECE05**, Saskatoon, Canadá, p.759–762, 2005.

KAVASSERI, R. G. Steady state analysis of induction generator infinite bus. **Proc. 3rd IASTED International Conference on Power and Energy Systems**, Marbella, Espanha, 2003.

KAZACHKOV, Y.; FELTES, J.; ZAVADIL, R. Modeling wind farms for power system stability studies. **IEEE Power Engineering Society General Meeting 2003**, [S.l.], v.3, 2003.

KHALIL, H. **Nonlinear systems**. Upper Saddle River, E.U.A.: Prentice Hall, 1996.

KRAUSE, P.; WASYNEZUK, O.; SUDHOFF, S. **Analysis of electric machinery**. Piscataway, E.U.A.: IEEE Press, 1994.

KUNDUR, P.; BALU, N.; LAUBY, M. **Power System Stability and Control**. New York, E.U.A.: McGraw-Hill Professional, 1994.

LALOR, G.; MULLANE, A. Frequency control and wind turbine technologies. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.20, n.4, p.1905–1913, 2005.

LEDESMA, P.; USAOLA, J. Effect of neglecting stator transients in doubly fed induction Generators models. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, [S.l.], v.19, n.2, p.459–461, 2004.

LEDESMA, P.; USAOLA, J.; RODRÍGUEZ, J. Transient stability of a fixed speed wind farm. **Renewable Energy**, [S.l.], v.28, n.9, p.1341–1355, 2003.

LI, D.; CHEN, C. Decoupled control of speed and reactive power of doubly-fed induction generator. **PowerCon 2004 International Conference on Power System Technology**, [S.l.], v.1, 2004.

MALINGA, B.; SNECKENBERGER, J.; FELIACHI, A. Modeling and control of a wind turbine as a distributed resource. **Proceedings of the 35th Southeastern Symposium on System Theory**, [S.l.], p.108–112, 2003.

MEDEIROS, F. C.; BRASIL, D. O. C.; FERREIRA, F.; ROSAS, P. A. C.; RIBEIRO, P. Conceitos e Considerações sobre o Impacto da Geração Eólica na Rede Básica. **VI Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica**, Belém, Brasil, 2005.

MOURA, D. F. P. .; BARROS, L. S.; MOTA, W. S. Avaliação da Estabilidade do Sistema Elétrico da SAELPA contendo CGE's através dos Fatores de Participação. **Anais do Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2006**, Campina Grande, Brasil, 2006.

MULLANE, A.; O'MALLEY, M. The Inertial Response of Induction-Machine-Based Wind Turbines. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.20, n.3, 2005.

NETO, A. S.; NEVES, F.; CAVALCANTI, M. C. Comparação dos Impactos da Inserção de Turbinas Eólicas a Velocidade Variável e a Velocidade Constante em um Sistema Elétrico Real. **X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica**, Florianópolis, Brasil, 2006.

NUNES, M.; LOPES, J.; ZURN, H.; BEZERRA, U.; ALMEIDA, R. Influence of the variable-speed wind generators in transient stability margin of the conventional generators integrated in electrical grids. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, [S.l.], v.19, n.4, p.692–701, 2004.

PAULA, S. M. S. de. A Influência das Características Torque x Velocidade da Carga de Motores de Indução na Estabilidade de Tensão de Sistemas de Energia Elétrica. **Anais do XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Curitiba, Brasil, 2005.

POLLER, M.; ACHILLES, S. Aggregated Wind Park Models for Analyzing Power System Dynamics. **4th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms**, Billund, Dinamarca, 2003.

RAMTHARAN, G.; JENKINS, N.; ANAYA-LARA, O. Modelling and Control of Synchronous Generators for Wide-range Variable-speed Wind Turbines. **Wind Energy**, [S.l.], v.10, n.3, p.231–246, 2007.

RAN, L.; BUMBY, J.; TAVNER, P. Use of turbine inertia for power smoothing of wind turbines with a DFIG. **11th International Conference on Harmonics and Quality of Power**, [S.l.], p.106–111, 2004.

ROSAS, P.; ESTANQUEIRO, A.; LEMOS PEREIRA, A. de; FEITOSA, E. A. **Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas**. Recife, Brasil: CBEE - Centro Brasileiro de Energia Eólica, 2003.

SALMAN, S.; BADRZADEH, B.; PENMAN, J. Modelling wind turbine-generators for fault ride-through studies. **UPEC 2004 39th International Universities Power Engineering Conference**, [S.l.], v.2, 2004.

SERENO, M. G.; CORREA, W. B. M. Y.; SANTOS, M. B. dos. Análise do Impacto de Penetração Eólica em Sistemas de Sub-Transmissão no Planejamento de Expansão - Uma Aplicação Prática nos Estudos de Penetração Eólica no Estado do Rio de Janeiro. **X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica**, Florianópolis, Brasil, 2006.

SHALTOUT, A.; EL-RAMAHI, A. Maximum Power Tracking for a Wind Driven Induction Generator Connected to a Utility Network. **Applied Energy**, [S.l.], v.52, n.2, p.243–253, 1995.

SHEN, B.; LOW, V.; OOI, B. Slip frequency phase lock loop (PLL) for decoupled PQ control of doubly-fed induction generator (DFIG). **IECON 2004 30th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society**, [S.l.], v.1, 2004.

SLOOTWEG, J.; HAAN, S. de; POLINDER, H.; KLING, W. General model for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.18, n.1, p.144–151, 2003.

SLOOTWEG, J.; KLING, W. Impacts of distributed generation on power system transient stability. **2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, [S.l.], v.2, 2002.

SLOOTWEG, J.; POLINDER, H.; KLING, W. Dynamic modelling of a wind turbine with doubly fed induction generator. **2001 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting**, [S.l.], v.1, 2001.

SLOOTWEG, J.; POLINDER, H.; KLING, W. Representing wind turbine electrical generating systems in fundamental frequency simulations. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, [S.l.], v.18, n.4, p.516–524, 2003.

SØRENSEN, P. et al. **Simulation of interaction between wind farm and power system**. [S.l.]: Risø National Laboratory, 2001. v.65.

TAPIA, A.; TAPIA, G.; OSTOLAZA, J.; SAENZ, J. Modeling and control of a wind turbine driven doubly fed induction generator. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, [S.l.], v.18, n.2, p.194–204, 2003.

TARNOWSKI, G. C. **Metodologia de Regulação da Potência Ativa para Operação de Sistemas de Geração Eólica com Aero geradores de Velocidade Variável**. Porto Alegre, Brasil: Dissertação (Mestrado em engenharia) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2006. 116p.

TRUDNOWSKI, D.; GENTILE, A.; KHAN, J.; PETRITZ, E. Fixed-speed wind-generator and wind-park modeling for transient stability studies. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.19, n.4, p.1911–1917, 2004.

WALMIR FREITAS, I.; VIEIRA JR, J.; FRANÇA, A.; SILVA, L. da; COSTA, V. da. Análise comparativa entre geradores síncronos e geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo para aplicação em geração distribuída. **Sba Controle & Automação**, [S.l.], v.16, n.3, 2005.

APÊNDICE A DADOS DOS AEROGERADORES UTILIZADOS

Tabela 16: Dados do aerogerador 1.

Potência	2 MVA
Tensão	690 V
freqüência	50 Hz
Pólos	4
R_s	0,00488 <i>pu</i>
R_r	0,0047 <i>pu</i>
X_m	3,95279 <i>pu</i>
X_{ls}	0,09241 <i>pu</i>
X_{lr}	0,09241 <i>pu</i>
H_g	0,5 s
H_t	3 s
K_s	1,7234 <i>pu/rad</i>

Fonte: Holdswort, 2003.

Tabela 17: Dados do aerogerador 2.

Potência	2 MVA
Tensão	690 V
freqüência	50 Hz
Pólos	4
R_s	0,048 <i>pu</i>
R_r	0,018 <i>pu</i>
X_m	3,8 <i>pu</i>
X_{ls}	0,075 <i>pu</i>
X_{lr}	0,12 <i>pu</i>
H_g	0,5 s
H_t	2,5 s
K_s	1,6755 <i>pu/rad</i>

Fonte: Akhmatov, 2003.

Tabela 18: Dados do aerogerador 3.

Potência	1 MVA
Tensão	690 V
frequência	60 Hz
Pólos	4
R_s	0,010 <i>pu</i>
R_r	0,014 <i>pu</i>
X_m	3,5 <i>pu</i>
X_{ls}	0,100 <i>pu</i>
X_{lr}	0,098 <i>pu</i>
H_g	1,0 s
H_t	1,5 s
K_s	2,0106 <i>pu/rad</i>

Fonte: Salles, 2004.

APÊNDICE B DADOS DA TURBINA UTILIZADA

Tabela 19: Dados aerodinâmicos da turbina.

a_1	0,44
a_2	125
a_3	0
a_4	0
a_5	0
a_6	6,94
a_7	16,5
a_8	0
a_9	-0,002

Fonte: Sloomweg, 2003.

APÊNDICE C SIMPLIFICAÇÕES DE PARÂMETROS

Este apêndice tem como objetivo apresentar manipulações algébricas de equações utilizadas na dissertação. São apresentadas simplificações de parâmetros comumente utilizados durante o desenvolvimento analítico dos Capítulos 3 e 4.

C.1 Simplificação do termo $K_5K_3 - K_6K_4$

Utilizando-se (52)-(55) em $K_5K_3 - K_6K_4$ resulta em:

$$\frac{X_c(-V_dB + V_qA)}{2H(A^2 + B^2)} \frac{(X - X')X_c(V_dA + V_qB)}{T_0(A^2 + B^2)} - \frac{X_c(V_dA + V_qB)}{2H(A^2 + B^2)} \frac{(X - X')X_c(-V_dB + V_qA)}{T_0(A^2 + B^2)}$$

agrupando-se os termos:

$$\frac{X_c^2(X - X')}{2HT_0(A^2 + B^2)^2} ((-V_dB + V_qA)(V_dA + V_qB) - (V_dA + V_qB)(-V_dB + V_qA))$$

resultando assim que $K_5K_3 - K_6K_4 = 0$.

C.2 Simplificação do termo $K_7(K_4^2 + K_3^2) + K_2(K_5K_4 + K_6K_3)$

A fim de facilitar o desenvolvimento algébrico aqui apresentado para a simplificação do termo $K_7(K_4^2 + K_3^2) + K_2(K_5K_4 + K_6K_3)$, o mesmo se dará por partes. Primeiramente o termo $K_7(K_4^2 + K_3^2)$ é simplificado, e em seguida o mesmo processo é aplicado ao termo $K_2(K_5K_4 + K_6K_3)$.

C.2.1 Simplificação do termo $K_7(K_4^2 + K_3^2)$

Substituindo (53) e (52) em $(K_4^2 + K_3^2)$ chega-se a:

$$\left(\frac{(X - X')X_c(-V_dB + V_qA)}{T_0(A^2 + B^2)} \right)^2 + \left(\frac{(X - X')X_c(V_dA + V_qB)}{T_0(A^2 + B^2)} \right)^2$$

Agupando-se os termos em comum a equação acima pode ser reescrita como:

$$\frac{X_c^2(X - X')^2}{T_0^2(A^2 + B^2)^2} ((-V_dB + V_qA)^2 + (V_dA + V_qB)^2)$$

Após a expansão do termo a direita da equação acima leva a:

$$\frac{X_c^2(X - X')^2}{T_0^2(A^2 + B^2)^2} (V_d^2B^2 + V_q^2A^2 + V_d^2A^2 + V_q^2B^2)$$

A qual pode ser reescrita como:

$$\frac{X_c^2(X - X')^2}{T_0^2(A^2 + B^2)^2}(V_d^2 + V_q^2)(A^2 + B^2)$$

Que após o cancelamento com o termo $(A^2 + B^2)$ do denominador torna-se:

$$\frac{X_c^2(X - X')^2}{T_0^2(A^2 + B^2)}(V_d^2 + V_q^2)$$

Aplicando-se (56) a equação acima obtém-se que $K_7(K_4^2 + K_3^2)$ é igual a:

$$-\frac{(R_l A + (X_l - X_c)B)}{2H(A^2 + B^2)} \frac{X_c^2(X - X')^2}{T_0^2(A^2 + B^2)}(V_d^2 + V_q^2)$$

que após alguma manipulação algébrica torna-se:

$$-\frac{X_c^2(X - X')^2}{2HT_0^2(A^2 + B^2)^2}(V_d^2 + V_q^2)(R_l A + (X_l - X_c)B)$$

C.2.2 Simplificação do termo $K_2(K_5K_4 + K_6K_3)$

Substituindo (52)-(55) em $K_5K_4 + K_6K_3$:

$$\frac{X_c(-V_d B + V_q A)}{2H(A^2 + B^2)} \frac{(X - X')X_c(-V_d B + V_q A)}{T_0(A^2 + B^2)} + \frac{X_c(V_d A + V_q B)}{2H(A^2 + B^2)} \frac{(X - X')X_c(V_d A + V_q B)}{T_0(A^2 + B^2)}$$

Agrupando-se os termos em comum a equação acima pode ser reescrita como:

$$\frac{X_c^2(X - X')}{2HT_0(A^2 + B^2)^2}((-V_d B + V_q A)^2 + (V_d A + V_q B)^2)$$

Após a expansão do termo a direita da equação acima leva a:

$$\frac{X_c^2(X - X')}{2HT_0(A^2 + B^2)^2}(V_d^2 B^2 + V_q^2 A^2 + V_d^2 A^2 + V_q^2 B^2)$$

A qual pode ser reescrita como:

$$\frac{X_c^2(X - X')}{2HT_0(A^2 + B^2)}(V_d^2 + V_q^2)$$

De uso da equação acima e de (51) $K_2(K_5K_4 + K_6K_3)$ pode ser reescrito como:

$$\frac{(X - X')(R_l A + (X_l - X_c)B)}{T_0(A^2 + B^2)} \frac{X_c^2(X - X')}{2HT_0(A^2 + B^2)}(V_d^2 + V_q^2)$$

Da manipulação da equação acima resulta que $K_2(K_5K_4 + K_6K_3)$ é igual a:

$$\frac{X_c^2(X - X')^2}{2HT_0^2(A^2 + B^2)^2}(V_d^2 + V_q^2)(R_l A + (X_l - X_c)B)$$

Como $K_2(K_5K_4 + K_6K_3)$ é igual a $-K_7(K_4^2 + K_3^2)$, o termo $K_2(K_5K_4 + K_6K_3) + K_7(K_4^2 + K_3^2)$ é nulo.